

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ВЛИЯНИЕ ПРИЕМИСТОСТИ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН НА ПРОЦЕСС ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

УДК 622.276.4

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7Г	Пурлац Егор Алексеевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Дукарт Сергей Александрович	к.и.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Фех Алина Ильдаровна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Планируемые результаты обучения

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОК(У)-1, ОК(У)-2, ОК(У)-4, ОК(У)-6, ОК(У)-7, ОК(У)-8, ОПК(У)-1, ОПК(У)-2)</i>
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-3, ОК(У)-5, ОК(У)-9, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6)</i>
P3	Осуществлять и корректировать технологические процессы при эксплуатации и обслуживании оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-1, ПК(У)-2, ПК(У)-3, ПК(У)-6, ПК(У)-7, ПК(У)-8, ПК(У)-10, ПК(У)-11)</i>
P4	Выполнять работы по контролю промышленной безопасности при проведении технологических процессов нефтегазового производства и применять принципы рационального использования природных ресурсов, а также защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ, (ПК(У)-4, ПК(У)-5, ПК(У)-9, ПК(У)-12, ПК(У)-13, ПК(У)-14, ПК(У)-15)</i>
P5	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК (У)-23, ПК (У)-24)</i>
P6	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-4, ОПК(У)-3, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-25, ПК(У)-26)</i>
P7	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, формировать задания и оперативные планы, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы при разработке и эксплуатации месторождений	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК(У)-9, ПК(У)-14), требования профессионального стандарта 19.021 Специалист по промысловой геологии</i>
P8	Управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке и реализации проектов нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-9, ПК(У)-11), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата</i>
P9	Повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности на опасных производственных объектах, соблюдать правила охраны труда и промышленной безопасности, выполнять требования по защите окружающей среды	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-6, ОПК(У)-7, ПК(У)-4, ПК(У)-7, ПК(У)-13), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата, 19.021 Специалист по промысловой геологии.</i>

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7Г	Пурлац Егор Алексеевич

Тема работы:

Влияние приемистости нагнетательных скважин на процесс извлечения нефти при разработке нефтяных месторождений	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	89-13/с от 30.03.2021

Срок сдачи студентом выполненной работы:	18.06.2021
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
---------------------------------	---

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	История становления технологии поддержания пластового давления. Энергетическое состояние пласта. Компенсация отбора жидкости закачкой. Виды заводнения. Приемистость нагнетательных скважин. Технологическое обоснование приемистости в различных геологических условиях. Влияние трещиноватости на процессы фильтрации воды. Причины ухудшения приемистости. Методы поддержания приемистости. Технологии увеличения и восстановления приемистости.
---	---

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.и.н. Дукарт Сергей Александрович
Социальная ответственность	Старший преподаватель Фех Алина Ильдаровна

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

Комплексное регулирование заводнения с целью повышения эффективности энергетического состояния пласта
Современные подходы регулирования приемистости и сохранения энергетического состояния пласта
Комплексный подход определения влияния приемистости нагнетательных скважин на процесс извлечения нефти
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение
Социальная ответственность

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	31.03.2021
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			31.03.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7Г	Пурлац Егор Алексеевич		31.03.2021

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ПИВ – плазменно-импульсное воздействие;

УВ – углеводороды;

ПЗП – призабойная зона пласта;

НС – нагнетательная скважина;

СКО – солянокислотная обработка;

ГРП – гидравлический разрыв пласта;

ТГХВ – термогазохимическое воздействие;

ППД – поддержание пластового давления;

ЧС – чрезвычайная ситуация;

АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения;

АДС – аккумулятор давления скважинный;

ПГД-БК – пороховой генератор давления бескорпусный;

ДТРП – дилатансионная технология разуплотнения пород;

ТВЧ – твердые взвешенные частицы;

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;

ЦНС – центробежный насос;

КНС – кустовая насосная станция;

НКТ – насосно-компрессорные трубы.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 91 страницу, в том числе 16 рисунков, 5 таблиц. Список литературы включает 45 источников. Работа содержит 2 приложения.

Ключевые слова: энергетическая характеристика залежи, поддержание пластового давления, приемистость нагнетательной скважины, кольматация, плазменно-импульсное воздействие

Объектом исследования является поглотительная способность нагнетательных скважин нефтяных месторождений.

Цель исследования заключается в обеспечении оптимального значения приемистости в процессе эксплуатации нагнетательных скважин.

В настоящей работе подробно рассмотрен комплекс факторов, влияющих на динамику изменения приемистости нагнетательных скважин. Проведен анализ причин снижения фильтрационной характеристики околоскважинной зоны пласта. Приведены соответствующие технологические решения поддержания приемистости нагнетательных скважин.

В результате исследования выявлены критерии оптимального значения приемистости в процессе эксплуатации нагнетательных скважин, влияющие на эффективность вытеснения нефти водой.

Область применения: система поддержания пластового давления.

Потенциальная экономическая эффективность связана с приростом приемистости нагнетательных скважин и увеличением коэффициента нефтеотдачи за счет повышения коэффициента охвата пласта заводнением путем применения технологии плазменно-импульсного воздействия (ПИВ)

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	9
1 КОМПЛЕКСНОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ ЗАВОДНЕНИЯ С ЦЕЛЬЮ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ПЛАСТА.....	11
1.1 Анализ энергетического состояния	12
1.2 Влияние компенсации на процесс регулирования заводнения пласта..	20
1.3 Показатель приемистости нагнетательных скважин в процессах добычи нефти.....	25
1.4 Роль трещиноватости пластов при освоении нагнетательных скважин и ее влияние на устойчивость приемистости	26
1.5 Выявление основных причин потери приемистости нагнетательных скважин.....	31
2 СОВРЕМЕННЫЕ ПОДХОДЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ ПРИЕМИСТОСТИ И СОХРАНЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ПЛАСТА	39
2.1. Методы регулирования и увеличения приемистости нагнетательных скважин.....	40
2.2. Методы поддержания приемистости нагнетательных скважин	47
3 КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД ОПРЕДЕЛЕНИЯ ВЛИЯНИЯ ПРИЕМИСТОСТИ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН НА ПРОЦЕСС ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ	55
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	60
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	69

ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	84
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	86

ВВЕДЕНИЕ

Нагнетание воды в пласт является одним из экономически эффективных методов добычи нефти. Одно из необходимых условий успешного проведения работ по поддержанию пластового давления заводнением заключается в постоянном контроле за ходом его реализации. Полнота охвата пластов заводнением равно как и достижение плановых значений нефтедобычи определяется эффективностью работы нагнетательных скважин. Процесс эксплуатации последних характеризуется комплексом геологических и технологических факторов, среди которых особое влияние уделяется состоянию призабойной зоны пласта.

Рабочий агент, используемый при заводнении, зачастую содержит взвешенные мелкие частицы, которые могут осаждаться на поверхности разрабатываемой залежи и, в частности, внутри призабойной зоны пласта. Ухудшение свойств околоскважинной области коллектора влечет за собой определенные последствия, главным образом сказывающиеся на падении приемистости, что предопределяет неполноту выработки запасов и снижение коэффициента нефтеизвлечения.

В результате исследования выявлены критерии оптимального значения приемистости в процессе эксплуатации нагнетательных скважин, влияющие на эффективность вытеснения нефти водой.

Актуальность данной работы: отсутствие комплекса критериев выбора рационального метода воздействия на приемистость нагнетательных скважин в настоящее время является релевантным в связи с необходимостью в повышении эффективности применения заводнения.

Цель выпускной квалификационной работы обеспечение оптимального значения приемистости в процессе эксплуатации нагнетательных скважин в различных геологических условиях.

Для реализации цели поставлены следующие задачи:

1. Сформировать представление об энергетическом состоянии залежи;
2. Провести анализ причин ухудшения приемистости;
3. Выявить факторы, влияющие на снижение значения приемистости;
4. Обосновать применение технологических решений для восстановления и регулирования приемистости нагнетательных скважин.

1 КОМПЛЕКСНОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ ЗАВОДНЕНИЯ С ЦЕЛЬЮ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ПЛАСТА

Заводнение нефтяных пластов является наиболее популярным, экономически эффективным и рациональным методом разработки нефтяных месторождений. Возникновение технологии заводнения поначалу было вызвано необходимостью поддержания пластового давления выше давления насыщения в целях предотвращения разгазирования нефти [1]. В дальнейшем было выяснено, что путем применения технологии нагнетания воды в пласт возможно решить и других задачи разработки.

Законтурное заводнение длительное время являлось наиболее распространенной формой интенсификации разработки нефтяных месторождений. Впервые в нашей стране данный вид заводнения был применен на Туймазинском месторождении в 1946 году [2]. После чего опыт нагнетания воды за пределами внешнего контура нефтеносности был внедрен на других месторождениях страны. Высокие темпы добычи нефти относительно начальных извлекаемых запасов достигались на месторождениях небольших площадей.

Внутриконтурное заводнение появилось немногим позже законтурного и впервые было опробовано в начале 50-х годов на Ромашкинского месторождения. Однако нововведение было обосновано лишь с точки зрения сложного геологического строения залежи. Использование данного метода закачки в целях интенсификации разработки нефтяных залежей относится к концу 50-х и началу 60-х годов - в 1956 году на Абдрахмановской площади было принято решение пробурить дополнительный продольный осевой разрезающий ряд.

На большинстве месторождений СССР применялся исключительно законтурный способ заводнения и лишь разработка залежей с особым

геологическим строением являлась исключением. Однако опыт разработки Ромашкинского месторождения и высокая эффективность дополнительного разрезания отдельных площадей показали рациональность разработки нефтяных залежей с помощью внутриконтурного заводнения. Поэтому в решении Всесоюзного совещания по разработке нефтяных и газовых месторождений, состоявшегося в г. Киеве в июле 1961 г., был записан следующий пункт: «Анализ разработки Ромашкинского нефтяного месторождения подтверждает высокую эффективность его разработки с применением внутриконтурного заводнения и позволяет рекомендовать этот метод для интенсификации добычи на всех крупных месторождениях платформенного типа».

С течением лет и в результате полученного опыта разработки месторождений заводнением стало ясно, что применение данного способа интенсификации добычи формирует основные технико-экономические показатели разработки месторождений. Переход от законтурного заводнения к внутриконтурному позволил существенно ускорить разработку месторождений и явился дальнейшим крупным шагом в области разработки нефтяных месторождений.

1.1 Анализ энергетического состояния

Изучение энергетического состояния месторождения осуществляется в ходе проведения пробной эксплуатации залежи и продолжается при организации дальнейших мероприятий по извлечению нефти из пласта. Значимость анализа заключается в непосредственном влиянии энергетической характеристики залежи на полноту и темп разработки месторождения. В ходе анализа формируется представление о режиме работы залежи, дается оценка запасам и расходу ее энергетических сил, уточняется информация о динамике пластового давления и температуры, определяется характер взаимодействия зоны нагнетания с законтурной областью [3].

1.1.1 Пластовое давление

Пластовое давление является основной составляющей энергетического состояния залежи и характеризуется давлением, которое оказывает флюид на вмещающие собой поры и трещины залежи УВ.

На формирование пластового давления влияют следующие компоненты: гидростатическое давление, или давление столба жидкости, геостатическое, образующееся в результате всестороннего давления столба вышележащего массива горных пород и геотектоническое, образующееся в результате тектонических процессов (рисунок 1).

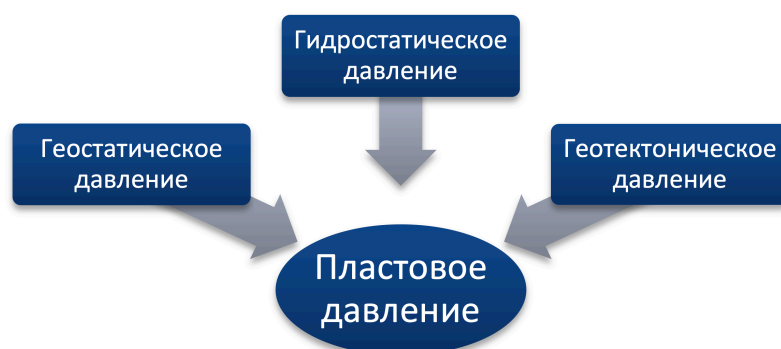


Рисунок 1 - Условия формирования пластового давления

Гидростатическим называют давление, сформированное в коллекторе под воздействием гидростатической нагрузки столба жидкости, высота которого соответствует глубине залегания залежи. Помимо глубины, величина гидростатического давления напрямую зависит от пьезопроводности горной породы. Так, например, пески и песчаники, обладающие высокой проницаемостью, хорошо передают давление [4].

Зачастую пластовое давление определяется именно гидростатической нагрузкой и повышается пропорционально на 0,01 МПа с каждым метром глубины. Именно гидростатическое давление отражает энергетический потенциал контурных вод залежи и, вероятно, уравнивает горное давление следующим соотношением:

$$P_{\text{гид}} \approx 0,8P_{\text{гор}} \quad (1)$$

Горным называют давление, при котором в глубинных условиях залегает коллектор. По Б.А. Тхостову, горное давление формируется главным образом за счет лежащей выше толщи горных пород, образующих геостатическое давление, а также совокупных тектонических напряжений, составляющих геотектоническое давление [5].

Значение горного давления определяется плотностью вышележащих горных пород и глубиной поверхности, для которой это давление определяется. Средняя плотность горных пород составляет 2300 кг/м^3 , следовательно на каждый метр глубины давление P повышается на $0,0227 \text{ МПа}$. Таким образом, горное давление в рассматриваемой точке на глубине H будет составлять:

$$P_{\text{гор}} = \text{grad } P \cdot H = 0,0226 H \quad (2)$$

Пластовое давление, согласно многочисленным замерам в пластах месторождений наших соотечественников и специалистов за рубежом, подчиняется определенной закономерности - оно изменяется в пределах $0,8 - 1,2 \text{ атм}$ на каждые 10 м глубины [4].

Между коллектором и заключенным в нем пластовым флюидом существует взаимосвязь в виде соотношения горного давления и пластового. Если залежь представляет собой однородный пласт, обладающий областями питания и разгрузки, то жидкость, заключенная в нем, может свободно перемещаться под воздействием напора поверхностных вод, не испытывая той нагрузки горного давления, которое испытывает [6]. В этом случае, что бывает достаточно редко, давление в пласте определяется одним давлением столба жидкости, которое частично компенсирует геостатическое давление. Соотношение пластового и горного давлений при такой системе залегания существенно различается (более чем в 2 раза).

Если же коллектор не связан с поверхностными водами и представляет собой изолированное непроницаемыми породами

геологическое тело, то пластовый флюид и пласт-коллектор представляют собой единую систему, пластовое давление которой меньше горного.

Контроль за процессом разработки осуществляется посредством периодических замеров пластового давления в эксплуатационных скважинах. Измерения проводятся максимальными глубинными манометрами, которые в зависимости от способа регистрации показаний подразделяются на:

- Автономные (регистрация показаний в приборе);
- Дистанционные (показания передаются на поверхность).

Выработка запасов углеводородов сопровождается падением пластового давления, при этом при неизменной нагрузке вышележащих пород (литостатическое давление) растет эффективное давление в залежи, как разница между горным и пластовым давлениями:

$$P_{\text{эфф}} = P_{\text{гор}} - P_{\text{пл}} \quad (3)$$

В условиях увеличения эффективного давления происходит снижение порового пространства залежи по причине деформации структуры горной породы. Ухудшение физических и коллекторских свойства коллектора, отражающихся на состоянии фильтрационных и емкостных характеристиках, снижают приемистость нагнетательных скважин. Высокий темп падения пластового давления сигнализирует о быстром истощении естественной энергии, что приводит к падению уровня нефтеизвлечения по причине нехватки сил, посредством которых осуществляется фильтрация и движение нефти.

Во избежание подобных изменений, связанных как с деформационными процессами так и с явлениями энергетического истощения, необходимо поддерживать динамическое пластовое давление на его первоначальном (статическом) уровне.

1.1.2 Температура пласта

Следующим ключевым параметром, характеризующим энергетическое состояние месторождения, является температура.

Пластовая температура — важный физический параметр, который используется при изучении свойств пластовых флюидов, подсчете запасов нефти и газа, проектировании разработки объекта и решении других технических и технологических задач процессов разработки месторождений.

Температура, как и давление, возрастает по мере углубления в недра Земли. Нарастание температуры обычно происходит равномерно, однако для различных точек Земной поверхности степень нарастания температуры с глубиной различна. Согласно Ф.Ф. Крэйгу, в среднем прирост температуры составляет 1 С° на 33 метра [7, 8].

Пластовую температуру регистрируют при помощи элеткротермометра, который измеряет температуры всего стола скважины. Также существуют точечные (максимальные) термометры, регистрирующие температуру на определенной глубине скважины.

Измеренная температура по стволу скважины используется для определения геотермической ступени и геотермического градиента. Геотермическая ступень характеризуется расстоянием в метрах, при углублении на которое температура пород закономерно повышается на 1 С°:

$$K = \frac{H - h}{T - t} \quad (4)$$

где H - глубина замера, м;

h - глубина слоя с постоянной температурой, м;

T - температура на глубине замера, С°;

t - среднегодовая температура воздуха на поверхности, С°

Большая точность характеристики геотермической ступени достигается путем замера температуры всего ствола скважины. Полученные

данные необходимы для определения величины геотермической ступени в различных интервалах разреза, а также Такие данные необходимы для вычисления геотермической ступени в различных интервалах разреза, а также для определения значения геотермического градиента.

Ряд месторождений содержат нефть с высоким содержанием парафина, температура кристаллизации которого (температура насыщения) близка к пластовой (60-70). В этих условиях при внутриконтурной закачке холодной воды парафин может выделяться из раствора в нефть. Это приведет к снижению фильтрационных свойств пористой среды и падению поглотительной способности скважин [2].

Даже незначительное колебание температуры резко нарушает равновесие таких многокомпонентных систем, как нефти. При реализации внутриконтурного заводнения для предотвращения образования парафина в ходе снижения пластовой температуры в нагнетательные скважины необходимо закачивать «горячую воду».

Причинами снижения температуры ПЗП могут выступать различного рода технологические операции, сопровождающиеся закачкой холодной воды (ремонтно-изоляционные работы, интенсификация), что приводит к снижению коэффициента охвата пласта заводнением ввиду падения притока воды.

На забоях нагнетательных скважин обычно происходит охлаждение пласта, так как температура рабочего агента системы ППД всегда меньше пластовой. Охлаждение пород ПЗП может вызвать образование отложений твердых углеводородов в каналах фильтрации, уменьшение охвата пласта воздействием заводнения и коэффициента приемистости скважин. В конечном итоге это приведет к снижению коэффициента нефтеотдачи пласта.

1.1.3 Природные режимы работы нефтяных залежей

Природный режим залежи, характеризующий его энергетическое состояние, определяется силами, которые преобладают в процессе вызова фильтрации флюидов. Характер таких сил главным образом зависит от физико-геологических условий и мероприятий, проводимых при разработке и эксплуатации месторождения.

Каждый коллектор, насыщенный пластовым флюидом, обладает пластовой энергией, запас которой определяется размерами залежи, значением статического пластового давления и соотношением последнего с давлением насыщения. Пока залежь остается не вскрытой, пластовая жидкость, газ, нефть и вода находятся в неподвижном состоянии. Такое состояние сохраняется до момента сообщения между залежью и скважиной.

К движущим силам, способным вызвать фильтрацию жидкости или газа, относятся:

1. Разность давлений на различных участках пласта;
2. Силы упругого расширения и сжатия как породы, так и флюидов;
3. Напор подошвенных вод или газа газовой шапки;
4. Энергия высвобождающегося в процессе разгазирования газа;
5. Силы тяжести пластовых флюидов.

В реальных пластовых условиях преобладает лишь одна сила, связанная с тем или иным режимом, однако чаще всего возникает их совокупность. По интенсивности проявления сил или энергии различают напорные виды режимов работы пласта (жестко- и упруговодонапорный; газонапорный) и режимы истощения (режим растворенного газа; гравитационный режим).

В целях проектирования эффективной системы разработки нефтяного месторождения и рационального использования действующего

вида пластовой энергии необходимо иметь представление о режиме залежи для достижения максимального коэффициента извлечения пластовых флюидов из недр. На данный момент большинство нефтяных залежей разрабатывается в зависимости от геологических условий при помощи различных видов заводнения, среди которых выделяют следующие:

- Законтурное;
- Приконтурное;
- Внутриконтурное;
- Очаговое;
- Площадное;
- Избирательное.

В связи с разнообразием способов нагнетания воды, основной задачей анализа разработки нефтяной залежи является подтверждение заданного проектного документом режима работы. С этой целью особое внимание уделяется динамике пластового давления в зоне отбора и площадному изменению забойного и пластового давлений на дату анализа.

В случае падения пластового давления ниже давления насыщения и снижения забойного давления по отношению к давлению насыщения более чем на 25%, согласно Руководящему документу 153-39.0-110-01, возможность проявления водонапорного режима на месторождении исключается, а его разработка ведется на режиме растворенного газа [3].

Упругий режим возникает в случае превышения давления в пласте над давлением насыщения.

Условием проявления Упруго-напорного режим выявляется упругое расширение пластового флюида.

Упруго-замкнутый режим проявляется в случае ограниченности залежи во время второй фазы упругого режима (характерно для замкнутых залежей).

Водонапорный режим залежи характеризуется связью коллектора с подземными водами, напор от которых передается находящейся в пласте жидкости. Фильтрация нефти происходит под действием давления краевых или законтурных вод, имеющих регулярное питание (пополнение) с поверхности за счет талых или дождевых вод или за счет непрерывной закачки воды через систему нагнетательных скважин.

Режим растворенного газа возникает в результате увеличения объема высвобождающегося из нефти, которое проявляется по причине падения пластового давления ниже давления насыщения нефти.

Газонапорный режим проявляется в ходе упругого расширения свободного газа газовой шапки.

При гравитационном режиме происходит миграция нефти в коллекторе под действием собственной массы.

1.2 Влияние компенсации на процесс регулирования заводнения пласта

Основными целями систем ППД является обеспечение вытеснения пластового флюида рабочим агентом и поддержание Пластового давление на заданном уровне, регулирование последнего упрощается учетом показателя компенсации. Если коэффициент принимает значение, равное единице и больше, ожидается стабилизация P пластового или его рост.

Повышение значения компенсации обеспечивается увеличением расхода нагнетаемого агента, что не всегда представляется возможным. В этом случае показатель компенсации целесообразно связать с приемистостью, характеризующей возможность закачки рабочего агента в пласт и обеспечения необходимого объема закачиваемой воды

Инженерная практика богата технологиями увеличения приемистости; результатом таких мероприятий, в том числе, является повышение расхода нагнетаемого флюида, а значит, и коэффициента компенсации

Одно из необходимых условий поддержания давления на существующем уровне, заключается в равенстве приведенных к пластовым условиям объемов закачиваемой и добываемой жидкости. Для слежения за выполнением этого условия вводится показатель компенсации отбора жидкости закачкой.

Компенсация — это отношение дебита нагнетаемого флюида (воды) к суммарному дебиту отбираемых жидкостей, приведенных к пластовым условиям за единицу времени (обычно за день или месяц).

Несмотря на тривиальную трактовку показателя, компенсация отбора жидкости закачкой — это ключевая характеристика процесса замещения нефти водой в системе поддержания пластового давления. Коэффициент компенсации характеризует эффективность системы ППД, значение этого показателя выражает степень участия нагнетаемого флюида в процессе вытеснения и предопределяет динамику пластового давления.

Сущность показателя заключается в том, чтобы путем изменения объемов закачки и мониторинга текущего пластового давления держать значение последнего на определенном уровне, который, чаще всего, ограничивается начальным давлением в пласте и давлением насыщения. Поэтому из принимаемого показателем значения следует вывод не только о степени участия нагнетаемого в пласт флюида в процессе вытеснения, но так и о поддержания давления.

Для определения коэффициента компенсации необходимо знать суммарный объем нагнетаемой воды, который зависит от геометрии залежи, возможных утечек и pVT-свойств пласта; а также суммарный дебит отбираемых жидкостей, приведенный к стандартным условиям:

$$Q_{\text{наг}} = Q_{\text{доб}} \quad (5)$$

Для корректного учета жидкости, необходимо отдельно брать во внимание добычу нефти и добычу воды:

$$Q_{\text{наг}} = Q_{\text{доб.н}} + Q_{\text{доб.в}} \quad (6)$$

С учетом оттока воды в законтурную область и утечек по различным технологическим причинам получаем следующую формулу:

$$Q_{\text{наг}} = (Q_{\text{доб.н}} + Q_{\text{доб.в}}) \cdot k \quad (7)$$

Приведение объемов добываемых и нагнетаемых жидкостей к пластовым условиям выполняется с помощью объемных коэффициентов. После чего, математически показатель компенсации m выражается в следующем виде:

$$m = \frac{Q_{\text{наг}} \cdot b_{\text{в}}}{(Q_{\text{доб.н}} \cdot b_{\text{н}} + Q_{\text{доб.в}} \cdot b'_{\text{в}} + Q_{\text{ут}}) \cdot k} \quad (8)$$

Находясь в пласте, нагнетаемый агент претерпевает объемные изменения вследствие повышенного давления и температуры. Определяемые в лабораторных условиях pVT - свойства, в частности, объемные коэффициенты b , показывают, во сколько раз при нагнетании или извлечении, флюиды изменяют свой объем.

Учет этого изменения при определении компенсации дает возможность привести объем агента к соответствующим пластовым условиям.

Помимо свойств флюидов, необходимо учитывать геометрию залежи, а именно влияние законтурной области. В процессе разработки часть рабочего агента может уходить во внешнее пространство (в особенности при законтурном заводнении) и не участвовать в вытеснении нефти. Возмещение подобного рода утрат осуществляется с помощью нагнетания дополнительного количества воды $Q_{\text{ут}}$.

Отдельно берутся во внимание потери и перетеки воды, связанные с различными технологическими процессами, причины и способы устранения которых будут рассмотрены далее. Компенсация теряемой воды вследствие, например, порывов водоводов или работы НС на самоизлив,

осуществляется с помощью множителя k , который варьируется в пределах единицы.

Для компенсации отборов в случае внутриконтурного заводнения используются, как правило, большие давления нагнетая чем при законтурном заводнении по причине проявления эффекта фазовых проницаемостей воды и нефти. При прочих равных условиях приемистость скважин внутреннего контура нефтеносности ниже, чем законтурных

1.2.1 Опыт применения технологий полимерного заводнения

Развитие технологий, позволяющих увеличить величину конечной нефтеотдачи, привело к возникновению усовершенствованных методов заводнения нефтяных пластов. К числу таких технологий относится полимерное заводнение, отличающееся высоким диапазоном геолого-физических условий применения. Метод заключается в нагнетании рабочего агента, содержащего высокомолекулярный водорастворимый полимер, позволяющий увеличить конечную нефтеотдачу (рисунок 2).

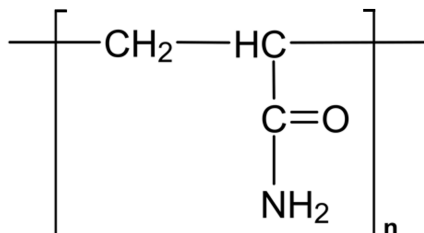


Рисунок 2 - Элементарное звено макромолекулы полиакриламида, используемого в полимерном заводнении

Как известно, вытеснение нефти водой в виде поршневого замещения (рисунок 3) осуществляется при коэффициенте подвижности λ , равного единице:

$$\lambda = \frac{\lambda_{\text{в}}}{\lambda_{\text{н}}} \approx 1 \quad (9)$$

где $\lambda_{\text{в}}$ - подвижность воды;

$\lambda_{\text{н}}$ - подвижность нефти.

Полимерсодержащий состав закачивается для создания необходимых условий регулирования подвижности, благодаря чему сводится к минимуму проскальзывание воды и увеличивается коэффициент охвата. Полимер способствует мобилизации остаточной нефти, которая удерживается капиллярными силами.

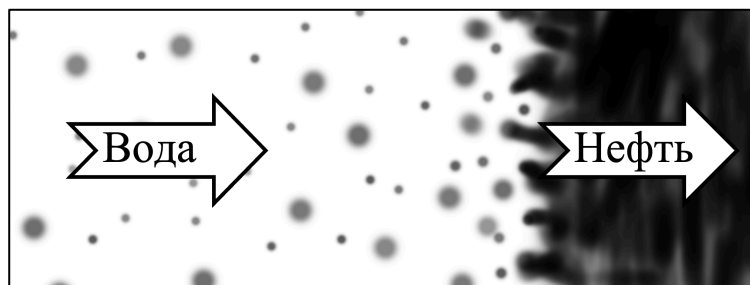


Рисунок 3 - Процесс поршневого вытеснения нефти водой

Перед началом закачки требуется очистить ПЗП нагнетательной скважины, чтобы обеспечить требуемую приемистость. Однако в нефтепромысловой практике существуют случаи снижения приемистости НС при использовании полимерного заводнения [9]. Причиной тому может служить высокая вязкость закачиваемого раствора.

В целях предупреждения появления трудностей с поглощением необходимо учитывать следующие аспекты подготовки воды:

- Вязкость закачиваемого раствора;
- Содержание твердых частиц и глобул нефти в воде;
- Время и объем закачки.

Вязкость раствора определяется не только количественным содержанием полимера в нем, но и степенью минерализации воды. В качестве рабочего агента обычно используют разбавленные пластовые воды, наличие в ней солей имеет большое значение, особенно для определенного класса полимеров.

В России данный вид заводнения успешно применяется начиная с 1969 года на таких месторождениях, как Ромашкинское, Шагиртско-Гожанское, Радаевское и др. Полимеры используются при разработке как

терригенных коллекторов, так и карбонатных, однако эффективность применения к последним может быть снижена по причине адсорбционных процессов.

1.3 Показатель приемистости нагнетательных скважин в процессах добычи нефти

С точки зрения технологии разработки залежи заводнением наиболее важными аспектами процесса являются приемистость нагнетательной скважины и дебит добывающей. Исключительная важность учета поглощающей способности призабойной зоны скважины связана с непосредственным влиянием показателя на работу добывающих скважин. Поддержание приемистости на расчетном уровне позволяет осуществить закачку расчетного количества воды при относительно низких давлениях нагнетания и тем самым создать непрерывный фронт вытеснения нефти водой.

При выявлении факторов, главным образом определяющих приемистость нагнетательных скважин целесообразно провести анализ причин ухудшения поглотительной способности и рассмотрены существующие технологии восстановления, регулирования и предупреждения снижения приемистости.

В противовес коэффициенту, который характеризует способность скважины производить отбор углеводородного сырья, ставится коэффициент приемистости I , который измеряется в м³/сутки на МПа и является единицей, характеризующей возможность закачки рабочего агента (воды, газа и др.) в пласт.

$$I = \frac{\Delta Q}{\Delta P} = \frac{kh}{18,41B\mu \left[\ln \left(\frac{r_K}{r_c} \right) - 0,75 + S \right]} \quad (10)$$

где ΔQ - расход нагнетательной скважины, ΔP - репрессия, k - относительная проницаемость по воде, h - мощность пласта, B - объемный

коэффициент воды, r_k - радиус контура питания, r_c - радиус скважины, S - скин-фактор.

Исходя из формулы расчета, прежде всего, показатель зависит от репрессии, создаваемой на уровне забоя нагнетательной скважины, и дебита закачиваемого флюида. Дебит, в свою очередь, находят с помощью гидродинамических расчетов всей системы добывающих и нагнетательных скважин либо приближенно по формуле радиального притока, преобразованной для репрессии. Характер приемистости зависит от физико-механических свойств породы пласта, системы расположения скважин, свойств нагнетаемой воды, процессов, происходящих на границе раздела системы «флюид-порода», падения давления в пласте.

1.4 Роль трещиноватости пластов при освоении нагнетательных скважин и ее влияние на устойчивость приемистости

Отсутствие устойчивой поглотительной способности нагнетательных скважин при их освоении в пластах с высокой проницаемостью и давлением нагнетания более 20 МПа широко распространено в нефтепромысловой практике. Так, применение различных технологий поддержания приемистости НС на месторождениях Пермской области не оказывает существенного воздействия на формирование приемистости необходимой устойчивости в условиях высоких фильтрационно-емкостных свойств (эффективная толщина залежей составляет в среднем 10 метров, а проницаемость - 0,15 мкм²). Основная причина возникновения трудностей с освоением нагнетательных скважин заключается в загрязнении ПЗП фильтратом бурового раствора в процессе первичного вскрытия продуктивного горизонта, однако не на всех скважинах нагнетательного фонда возникают проблемы с освоением.

Различия в поглотительной способности вмещающих пород одного продуктивного горизонта при прочих равных фильтрационных свойствах

объясняется неодинаковой степенью естественной трещиноватости [2]. Большое влияние на процессы фильтрации закачиваемого флюида в пласте оказывают трещины тектонического происхождения, имеющие вертикальную или наклонную ориентацию по отношению к плоскости напластования пород. Ввиду анизотропии и по причине различия структурных свойств пород в продуктивном разрезе возможно существование нескольких систем трещин.

На трещиноватых участках для раскрытия трещин в призабойной зоне необходимо выполнения следующего условия:

$$P_{\text{заб}} > 2P_{\text{б.гор}} \quad (11)$$

где $P_{\text{заб}}$ - забойное давление необсаженной скважины;

$P_{\text{б.гор}}$ - боковое горное давление.

В нетрещиноватых пластах для создания трещин необходимо преодолеть еще сопротивление пород на разрыв σ_p :

$$P_{\text{заб}} > 2P_{\text{б.гор}} + \sigma_p \quad (12)$$

Приближенно боковое горное давление можно оценить через коэффициент Пуассона:

$$P_{\text{б.гор}} = \frac{\nu}{1 - \nu} P_{\text{гор}} \quad (13)$$

где ν - коэффициент Пуассона.

Коэффициент Пуассона изменяется по разрезу и может быть определен для каждого пропластка с помощью акустического каротажа по разности скоростей поперечных и продольных волн.

Еще в 50-е гг. многие исследователи в нашей стране обращали внимание на то, что устойчивая приемистость скважин достигается за счет трещиноватости пластов. Только наличием разветвленной сети трещин в заводненных пластах можно было объяснить закачку в скважины больших объемов воды, содержащих значительное количество примесей.

Так как в действительности в скважины длительно поступает вода с механическими примесями большего размера, то можно считать, что устойчивая приемистость скважин возможна только при наличии в призабойной зоне скважин разветвленной системы трещин. Это положение отмечалось и ранее другими исследователями.

Таким образом, приемистость скважин и ее устойчивость во времени при отсутствии глинистого цемента определяются степенью трещиноватости пластов. Устойчивость приемистости во времени в значительной степени зависит от соотношения размеров фильтрующих каналов и взвешенных частиц в закачиваемых водах. Размеры взвешенных частиц могут быть использованы для определения раскрытости трещин в пласте.

1.4.1 Механизм фильтрации флюида в карбонатных коллекторах

Фильтрация флюида в карбонатных коллекторах происходит с участием вертикальных и горизонтальных трещин, раскрытие которых приводит во всех случаях к существенному росту средних коэффициентов приемистости.

В предыдущем разделе было выяснено, что для образования горизонтальных трещин необходимо создать в пласте давление, превышающее вертикальное горное давление и пределы прочности пород на разрыв, однако технологически такие трещины образовать достаточно трудно.

Вертикальные трещины легче удерживаются в раскрытом состоянии так как для их раскрытия требуется преодолеть не вертикальное, а боковое горное давление, которое обычно значительно ниже вертикального - отношении горизонтальных составляющих напряжений (бокового горного давления) к вертикальным (вертикальному горному давлению) составляет 0,2 - 0,5 [10].

Глубинными исследованиями разреза Западного месторождения было установлено, что при достижении давления нагнетания, равного 0,4 от вертикального горного, пластовое давление оказывается выше бокового горного давления в десяти слоях из ста.

Естественные трещины в этих десяти слоях при указанном пластовом давлении могут удерживаться в раскрытом состоянии за счет превышения внутрипорового давления над боковым горным давлением (рисунок 4). Если увеличить пластовое давление до 0,6 от вертикального горного, то условия для раскрытия естественных вертикальных трещин проявятся еще в 23 слоях, а при увеличении пластового давления до вертикального горного естественные вертикальные трещины должны раскрыться во всех 100 слоях разреза.

В последнем случае эффективная толщина разреза достигнет высоты вертикальных трещин и станет равной общей мощности всего разреза. Формирование искусственных трещин при прочих равных условиях в отсутствие трещин естественных будет осуществляться медленнее.

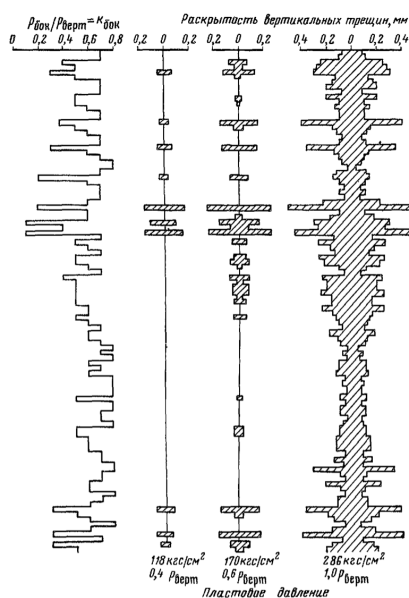


Рисунок 4 - Дифференциация карбонатного разреза Западного месторождения по боковому горному давлению и прогноз раскрытости вертикальных трещин

Согласно Е.М. Схемову, слагающие карбонатный коллектор известняки образуют сеть естественных микротрещин, которые условно относят к трещины с раскрытостью менее 0,1 мм [11]. Однако обладают низкой проницаемостью, которая колеблется от 1,5 до 30 мД для коллекторов всех типов, независимо от гранулярной проницаемости.

При нормальном пластовом давлении макротрещиноватость не оказывает существенного влияния на условия разработки высокопроницаемых коллекторов, но сказывается на условиях разработки низкопроницаемых карбонатных коллекторов.

1.4.2 Механизм фильтрации флюида в терригенных коллекторах

Терригенные коллекторы не в меньшей степени, чем карбонатные, обладают естественной вертикальной трещиноватостью обусловленной их более низкими упругими свойствами. В низкопроницаемых коллекторах коэффициент Пуассона изменяется в диапазоне от 0,11 до 0,28, а в известняках - от 0,08 до 0,39, в соответствии с этим боковое горное давление в терригенных коллекторах ниже, чем в карбонатных.

Следовательно, влияние заводнения на вертикальные трещины терригенных и карбонатных пластов примерно одинаково, однако трещиноватость более ощутимо проявляется в карбонатных пластах.

Объясняется данное явление низкой поровой проницаемостью карбонатных пород и наличием в них кольцевых напряжений на стенках скважин, сжимающих вертикальные трещины.

Только в коллекторах с низкой поровой проницаемостью микротрещиноватость играет существенную роль в процессе фильтрации жидкости по пласту. Однако в коллекторах с высокой и часто со средней поровой проницаемостью роль микротрещин очень мала.

Исследованиями глубинным оборудованием было выяснено, что повышение давления нагнетания с 0,5 до 0,8 от вертикального во всех случаях не приводит к выравниванию профиля приемистости. Таким

образом, раскрытие трещин в интервалах начинается раньше, чем пластовое давление станет близко к вертикальному горному.

1.5 Выявление основных причин потери приемистости нагнетательных скважин

При эксплуатации скважин происходит постепенное снижение коэффициента приемистости. Причины отсутствия притока и приемистости коллекторов при заводнении многопластовых месторождений, безусловно, сложны и разнообразны. Это может быть закупорка пор глинистыми частицами и другими примесями в процессе бурения и фильтрации нагнетаемой воды, сжатие пород под действием горного давления на стенках скважины, выпадение парафина, асфальтенов и смол в цементированных коллекторах при фильтрации нефти и др.

1.5.1 Кольматация твердыми взвешенными частицами

Процесс снижения фильтрационно-емкостных свойств находится в тесной взаимосвязи с частицами и веществами, содержащимися в нагнетаемой воде. Взвешенные в рабочем агенте загрязнения принимаются фильтрующей поверхностью пласта и тем самым сокращают приемистость скважин, что негативно сказывается на конечном коэффициенте извлечения нефти.

Известно, чем чище пластовая сточная вода, закачиваемая в пласт, тем выше приемистость нагнетательных скважин и тем меньше, при всех прочих равных условиях, необходимое их количество, а, следовательно, и меньше расходы, связанные с поддержанием пластового давления.

Наличие в сточной воде капелек нефти и механических примесей приводит к резкому снижению примесей продуктивных и поглощающих пластов. Поэтому перед закачкой сточных вод в продуктивные или поглощающие пласты требуется их очистка. Нормы качества воды, закачиваемой в продуктивные пласты, определяются согласно ОСТ 39-225-

88 в соответствии с фильтрационно-емкостными характеристиками залежи (Таблица 1) [12].

Таблица 1 - Нормы качества сточной воды для закачки в продуктивные пласты

Проницаемость пористой среды коллектора, мкм ²	Коэффициент относительной трещиноватости коллектора	Допустимое содержание в воде, мг/л	
		механических примесей	нефти
до 0,1 вкл. свыше 0,1	- -	до 3 до 5	до 5 до 10
до 0,35 вкл. свыше 0,35	от 6,5 до 2 вкл. менее 2	до 15 до 30	до 15 до 30
до 0,6 вкл. свыше 0,6	от 35 до 3,6 вкл. менее 3,6	до 40 до 50	до 40 до 50

Коэффициент относительной трещиноватости определяется в соответствии с РДС 39-01-041-81 «Методика прогнозного определения норм качества сточных вод для внутриконтурного заводнения новых нефтяных месторождений платформенного типа. Содержание механических примесей и нефти в сточной воде» [13].

Основными источниками загрязнения воды, как отмечает В.П. Тронов, могут служить оставшиеся в результате бурения и заканчивания скважин механические включения бурового раствора; вещества органического происхождения, содержащиеся в поверхностных водах, которые используются в качестве рабочего агента; продукты жизнедеятельности железо -, нитро - и сульфатвосстанавливающих бактерий, содержащихся в речных водах; глобулы нефти и частицы матрицы горной породы, выносимые потоком добываемого флюида [14].

Для предупреждения снижения приемистости скважин с попаданием в ПЗП коагулирующего вещества необходимо строго соблюдать соответствующие предписания к требованиям подготовки воды. В настоящее время нормы содержания примесей устанавливают эмпирически

в лабораторных условиях для каждого конкретного случая, применительно к условиям разработки и эксплуатации нефтяного месторождения.

1.5.2 Набухание полиминерального глинистого материала

При закачке в продуктивные пласты воды, отличающейся по химической характеристике от пластовой воды, происходит сужение и кольматация каналов фильтрации вследствие гидратационного набухания находящихся в породе глинистых минералов.

У минералов с жесткой кристаллической структурой (каолинит, хлорит) внутрикристаллическое набухание отсутствует, однако глины с раздвижной кристаллической структурой, характерной для минералов группы монтмориллонита, набухают при взаимодействии с нагнетаемой водой (рисунок 5).

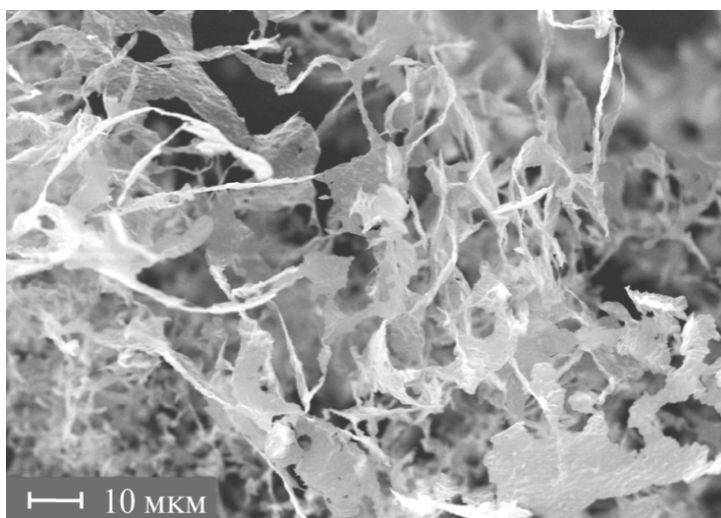


Рисунок 5 - Агрегаты частиц монтмориллонита Таганского месторождения в природном состоянии

Основным фактором, оказывающим непосредственное влияние на способность глин связывать и удерживать воду, является минерализация закачиваемого рабочего агента. Коллектор становится практически непроницаемым для пресной воды при содержании глин в общем объеме породы 15-20%. Однако наличие глинистых минералов при их доле менее 3% в общем объеме мало сказывается на эффективности заводнения. По

результатам исследования влияния минерализации закачиваемой воды на набухание пластовых глин видно (рисунок 6), что с увеличением концентрации соли набухание глин и падение приемистости НС резко снижается.

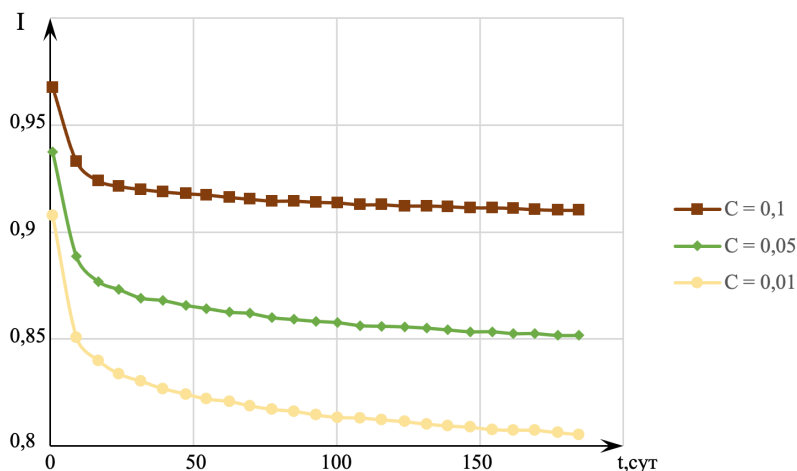


Рисунок 6 - Зависимости приемистости от концентрации соли в закачиваемой воде

Для глинистых коллекторов минерализация закачиваемой воды имеет определяющее значение. Применение пресных и слабоминерализованных вод может привести к резкому падению приемистости НС, в то время как закачка высокоминерализованных вод сопровождается более стабильной поглотительной способностью.

В случае закачки рабочего агента, содержание пресной воды в котором превышает максимальное, во избежание снижения фильтрационных свойств проводится обработка нагнетательных скважин реагентами - понизителями набухаемости глин.

1.5.3 Совместимость пластовой воды с рабочим агентом ППД

Перед выбором агента вытеснения для заводнения необходимо провести физико-химические исследования пластовой воды на предмет ее минерализации и совместимости.

Большое значение имеет также содержание в закачиваемых водах кислорода, сульфата и бикарбоната ионов, способных образовывать при

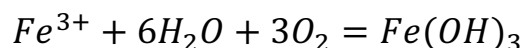
смешении с пластовыми водами, содержащимися в нефтенасыщенных коллекторах, труднорастворимые осадки.

Имеется ряд работ (15,16), в которых говорится, что при закачке в пласт воды, содержащей растворенный кислород, и в контакте в порах пласта этой воды с пластовой водой, содержащей двухвалентное железо, может происходить его окисление с образованием осадка гидроокиси железа, который будет отлагаться в порах пласта и может уменьшать его проницаемость. Но при закачке пресной воды полного смешения её с пластовой водой происходить не будет, а взаимодействия этих вод будут только по фронтальной поверхности потока закачиваемых вод. Поэтому в результате взаимодействия этих вод и выпадения образовавшегося осадка гидрата окиси железа по фронту закачиваемой воды будет двигаться слой нейтральной воды, который в дальнейшем препятствует выпадению осадка гидроокиси железа.

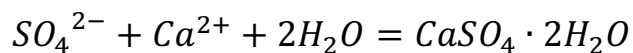
По солевому составу пластовая и сточная воды относятся к водам хлоркальциевого типа, а пресная - к водам гидрокарбонатно-натриевого типа (по Сулину). Характерной особенностью пластовой и сточной вод являются содержание в них ионов двухвалентного железа (Fe^{2+}), а пресной - содержание кислорода (приложение А) [17].

Следовательно, при смешении хлоркальциевой сточной воды с хлоркальциевой пластовой водой, благодаря их совместимости, исключена возможность нарушения ионного равновесия и выпадении осадков в пласте.

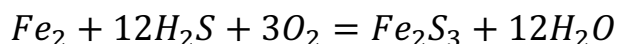
Что касается кислородсодержащей пресной воды, то ее смешение с железосодержащей пластовой водой приведет к образованию гидроокиси железа в пласте из-за их несовместимости:



Например, закачка сульфатной воды в пласты, содержащие хлоркальциевые соли, приводит к образованию нерастворимого осадка гипса:



Наличие в пластовой воде сероводорода H_2S может привести к образованию сульфида железа, выпадающего в осадок, что является причиной снижения приемистости НС:



Для успешного осуществления процесса заводнения к качеству воды предъявляются определенные требования. Механические примеси и микроорганизмы, содержащиеся в нагнетаемой воде, колюматируют поверхность фильтрации и заиливают поровые каналы продуктивного пласта, снижая приемистость нагнетательных скважин.

1.5.4 Технологический режим нагнетания

Режим закачки — это необходимый темп и объем закачки воды, совокупность технологических показателей, непосредственно влияющих на приемистость скважины.

- При повышенных давлениях начинают принимать воды пропластки и отдельные пласты с худшими коллекторскими свойствами;
- Создание высоких градиентов давления может в свою очередь привести к продвижению воды по более мелким поровым каналам;
- Высокое давление нагнетания вызывает дальнейшее расширение существующих и раскрытие новых трещин.

При выборе режима закачки важным моментом рациональной разработки месторождения является необходимость поддержания пластового давления

Повышение приемистости объясняется наличием естественных трещин, которые раскрываются при достижении определенного

критического давления нагнетания, ниже которого вода коллектором не принимается. После превышения второго критического давления возможно отключение отдельных интервалов в разрезе вследствие резкого увеличения приемистости какой-то части разреза и «задавливания» других интервалов (рисунок 7).

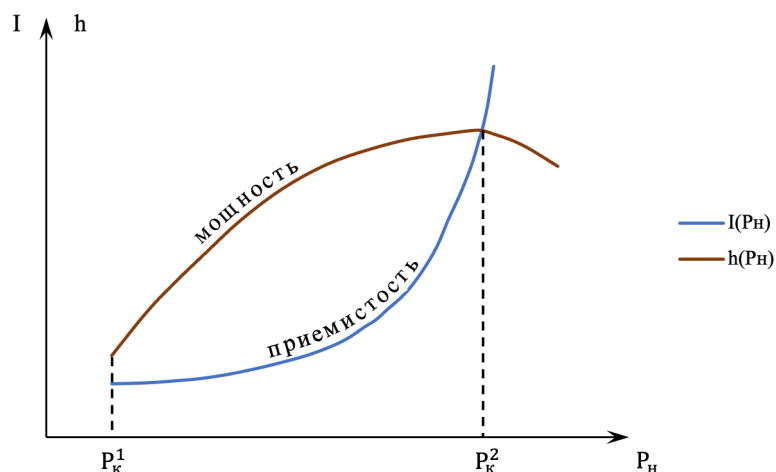


Рисунок 7 - Обобщенный график зависимости мощности интервалов, принимающих воду, и приемистости нагнетательной скважины от давления нагнетания

Можно утверждать, что если при низком давлении нагнетания прослой, отделенный от соседних непроницаемыми перемычками, воду не принимает, то без повышения давления нагнетания выше первого критического для этого прослоя разработка его возможна только на режиме естественного истощения и независимо от срока разработки и степени уплотнения скважин нефтеотдача будет очень низкой. Вовлечение таких прослоев в разработку за счет повышения давления нагнетания приведет к росту добычи нефти, более полному охвату запасов процессом вытеснения, а на участках, уже сильно обводненных по другим пластам, также и к снижению общей обводненности за счет дополнительного притока нефти из подключаемых в работу полностью нефтенасыщенных коллекторов.

1.5.5 Снижение пластовой температуры

При снижении пластовой температуры ниже температуры насыщения нефти парафином происходит образование кольматирующих кристаллов на зернах в пористой среде, что вызывает снижение фильтрационной характеристики призабойной зоны скважины и продуктивного пласта в целом. Кристаллизация парафина осуществляется при постоянном поступлении капелек нефти, содержащихся во взвешенном состоянии в нагнетаемой воде. Возникающие кристаллы парафина сравнительно легко отрываются потоком и перемещаются в другие области пласта, где создают проблему снижения приёмистости.

С целью нейтрализации последствий, связанных с кристаллизацией парафина рекомендуется применение подогретых промывочных растворов, а также освоение НС горячей водой в сочетании с закачкой растворителей парафиновых отложений.

Восстановление приемистости не принимающих пластов и освоение их под закачку осуществляется с помощью создания в них искусственных трещин, прерывающих зоны кольматации (особенно при длительном нагнетании в скважины холодной воды и образовании значительных зон кольматации).

2 СОВРЕМЕННЫЕ ПОДХОДЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ ПРИЕМИСТОСТИ И СОХРАНЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ПЛАСТА

В нефтепромысловой практике ППД с точки зрения вопроса повышения и восстановления поглотительной способности нагнетательных скважин существует два комплекса методов — это технология поддержания приемистости и ее регулирования (увеличения).

К первой группе методов относятся: промывка ствола скважин, дренаж пород ПЗП, прерывистый и длительный излив, а также импульсные методы поддержания приемистости скважин при помощи различных конструкций пульсаторов.

Вторая группа методов включает: увеличение давления нагнетания воды в пласт, кислотные обработки пород ПЗП, тепловые и химические обработки скважин, гидравлический разрыв пласта, технологии выравнивания профиля приемистости скважин.

Выбор технологии поддержания или регулирования приемистости нагнетательных скважин основан на изучении условий эксплуатации скважин и определении интенсивности действия осложняющих факторов. Для этого необходимо выполнить анализ динамики технологических режимов работы скважин и провести необходимые виды исследовательских работ. Результатом такого анализа будет определение наиболее сильнодействующего фактора или факторов, по причине которых происходит ухудшение технологических показателей работы скважины. Затем проводят выбор технологии обработки ствола и ПЗП нагнетательных скважин. Важным вопросом выбора метода обработки скважин является обеспечение условий требуемой полноты вытеснения нефти из пласта и выравнивание профиля приемистости скважин. Часто выполнение этих

требований на практике не достигается по причинам низкого качества вод, применяемых для ППД.

С целью предупреждения потерь приемистости сегодня разработаны многочисленные методы регулирования фильтрационно-емкостных характеристик в призабойной зоне, которые призваны качественно и количественно восстановить ее и увеличить охват пластов заводнением. Подавляющее большинство основываются на использовании химических реагентов (кислот, ПАВ, полимерных гелей и т.д.) [14].

2.1. Методы регулирования и увеличения приемистости нагнетательных скважин

2.1.1 Регулирование давления нагнетания

Основным технологическим мероприятием, непосредственно связанным с регулированием процесса заводнения и увеличения приемистости нагнетательных скважин, является изменение режима закачки воды в продуктивные горизонты. Увеличения объема закачки сопровождается ростом мощности, принимающей рабочий агент, а, следовательно, и поглощающей способности НС.

Повышение давления нагнетания осуществляется посредством регулирования на кустовых насосных станциях параметров работы центробежных насосов (ЦНС), к которым относится производительность насоса и развиваемый им напор, а также при помощи дросселирующих устройств, монтируемых на устье скважины [18].

Принцип повышения приемистости заключается в подключении низкопроницаемых интервалов продуктивного горизонта нефтяного месторождения при повышении давления нагнетания (рисунок 8). На примере профиля приемистости нагнетательной скважины Осинского месторождения видно, что с повышением давления закачки до 100 кгс/см² происходит увеличение поглощающей мощности двух верхних

пропластков, которое связано с возрастанием роли трещин в процессе фильтрации за счет увеличения их раскрытости.

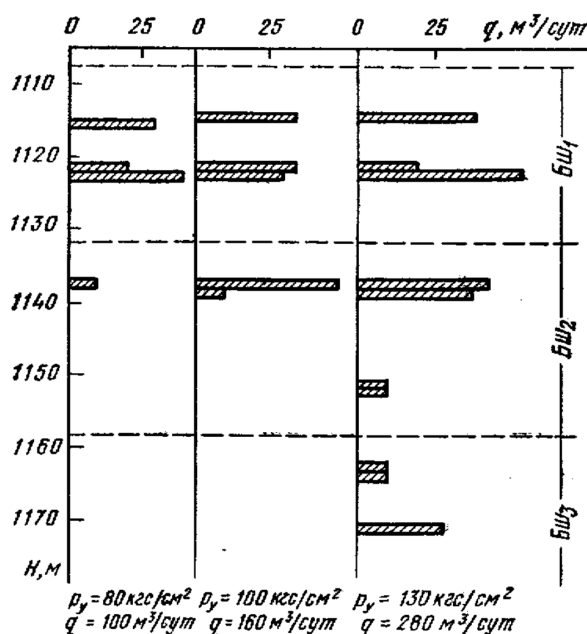


Рисунок 8 - Профиль приемистости скважины Осинского месторождения

С достижением давления нагнетания в 130 кгс/см^2 в процесс фильтрации рабочего агента вовлекается нижний интервал, первое критическое давление которого выше.

По некоторым скважинам месторождений Пермской области, где давление нагнетания доходило до вертикального горного, был отмечен факт сначала увеличения мощности, принимающей воду, с ростом давления нагнетания и затем, при превышении некоторого предела снова уменьшение мощности [19].

Таким образом, существует предел давления нагнетания, называемый вторым критическим, превышение в процессе закачки которого сопровождается снижением приемистости ввиду задавливания низкопроницаемых интервалов.

2.1.1.1 Регулирование закачки многопластовых залежей

Большинство месторождений нефти представлены залежами, состоящими из нескольких пластов (рисунок 9). При совместной

эксплуатации пластов, представленных различными фильтрационными характеристиками, определенные низкопроницаемые пропластки воду принимать не будут даже при давлениях нагнетания, близких к вертикальному горному.

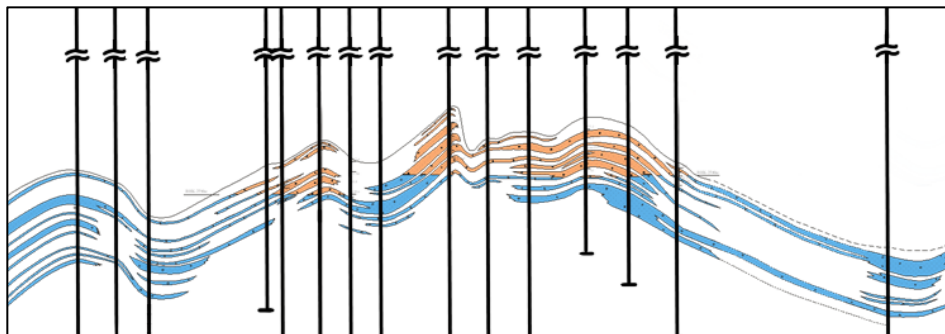


Рисунок 9 - Профильный разрез многопластового месторождения

Поэтому в настоящее время применяют метод совместной эксплуатации многопластовых месторождений. Дифференциации подвергаются пласты, значительно отличающиеся друг от друга фильтрационно-емкостными свойствами. Согласно технологической схеме заводнения, представленной на рисунке 10, в каждый отдельный разобщенный пласт нагнетается вода под определенным давлением закачки.

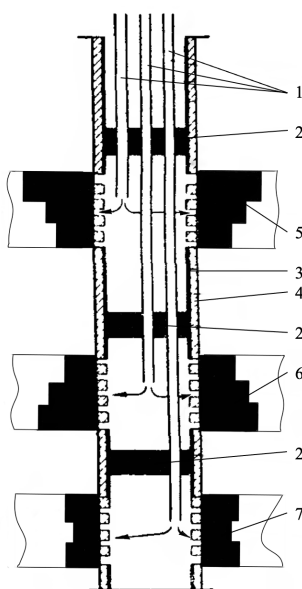


Рисунок - 10 - Схема заводнения многопластовой залежи

1 - НКТ; 2 - пакер; 3 - эксплуатационная колонна; 4 - цементное кольцо; 5, 6, 7 - профили приемистости

Давления нагнетания принимают равными в соответствии с коллекторскими свойствами выделенных пластов - для коллекторов с хорошей проницаемостью давление понижают, а в пластах со сниженной проницаемостью, наоборот, давление закачки выше [20].

Полнота извлечения нефти зависит от равномерности стягивания контура нефтеносности, который определяется скоростью продвижения фронта вытеснения нефти водой. Возможность применения данной технологии выравнивания профиля приемистости в полной мере зависит от геологических особенностей залежи. Эффективность заводнения многопластовых объектов находится в прямой зависимости от умения контролировать приемистость нагнетательных скважин.

2.1.2 Термогазохимическое воздействие на пласт

Термогазохимическое воздействие — это один из способов интенсификации притока жидкости из скважины в пласт, заключающийся в разрыве призабойной зоны пласта при помощи комплекса процессов горения и детонации порохов заряда, спускаемого на кабеле в скважину [21]. Преобладание одного из процессов по-своему сказывается на состоянии ПЗП, а значит регулирование воздействия может быть использовано для устранения различных причин ухудшения свойств околоскважинной зоны.

Преобладание процесса детонации осуществляется путем быстрого сгорания заряда и последующего возникновения высокого давления на забое скважины порядка нескольких сотен атмосфер (30 - 100 МПа). При взрыве возникает механическое воздействие на пласт, приводящее к раскрытию естественных трещин коллектора и образованию новых (рисунок 11). Термогазохимический взрыв по своему воздействию на пласт аналогичен гидравлическому разрыву пласта, но без закрепления образовавшихся трещин наполнителем.

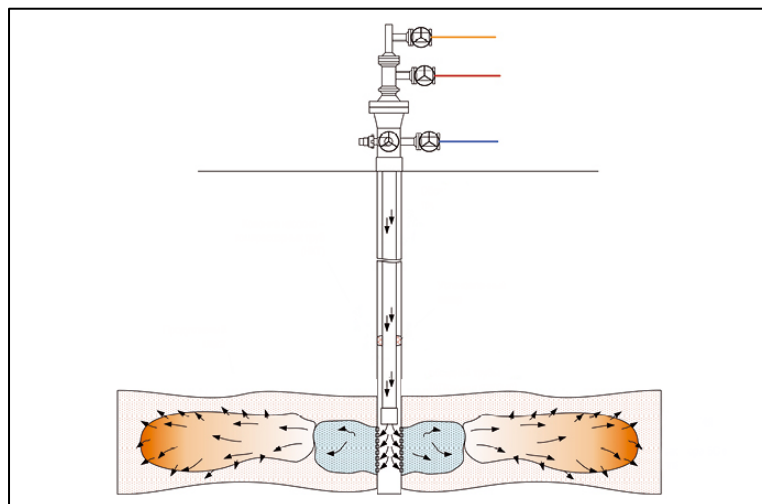


Рисунок 11 - Процесс термогазохимического воздействия на ПЗП

Во втором случае (проявление процессов медленного горения) на забое скважины создается температура до $350\text{ }^{\circ}\text{C}$, в результате чего происходит прогрев породы ПЗП и вмещающего его флюида. Выделяющийся при горении порохового заряда углекислый газ проникает в глубь пласта и расплавляют выпавшие в призабойной зоне кольтант, представленный асфальтосмолопарафиновыми отложениями (АСПО). Такое воздействие аналогично термическому воздействию на пласт.

Технология проведения ТГХВ существует в двух исполнениях: разрыв пласта при помощи порохового аккумулятора давления (ПГД) и термическое воздействие на пласт с использованием скважинного аккумулятора давления (АДС), спускаемого на кабеле. Инициирование АДС происходит при помощи электрического воспламенителя, имеющего нагреваемую электрическим током проводящую спираль.

В последнее время появились бескорпусные аппараты, состоящие по существу из одной кабельной головки и гирлянды пороховых шашек. Примером такого аппарата может служить пороховой генератор давления бескорпусный ПГД-БК (рисунок 12).

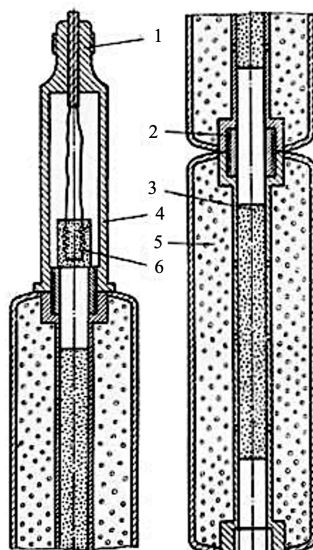


Рисунок 12 - Устройство порохового генератора давления для термогазохимического воздействия

1 - кабельный наконечник; 2 - муфта; 3 - заряд; 4 - корпус; 5 - пороховая шашка; 6 - воспламенитель

В кабельном наконечнике закрепляется конец кабеля, который присоединяется к воспламенителю. Пороховые шашки, покрытые снаружи оболочкой, соединяются друг с другом резьбовыми муфтами, образующими во всех шашках сквозную вертикальную трубку. Внутри трубок имеется заряд, который инициирует горение пороха в каждой шашке (секции). Данный вид интенсификации является одним из наиболее эффективных методов увеличения приемистости НС.

2.1.3 Дилатансионная технология разуплотнения пород

Дилатансионная технология разуплотнения пород (ДТРП) относится к числу наиболее эффективных взрывных методов увеличения приемистости нагнетательных скважин. Метод заключается в создании объемной сети микротрещин и пор в целевом пласте для обеспечения притока добываемого флюида к забою скважины.

Дилатансионное разуплотнение пород носит характер образования и подрастания макро- и микродефектов и их структуры за счет увеличения площадок скольжения и разрыва с ненулевым раскрытием, которое может

рассматриваться как искусственная пористость породы. Важно, что, в отличие от процессов разрушения, увеличение пористости дилатансионного происхождения происходит достаточно равномерно по всему деформирующемуся объему, что обуславливает равномерное изменение геотехнологических свойств породы.

Базовый эффект, производимый дилатансионным воздействием на призабойную зону нефтегазовых скважин, состоит в прогнозируемом направленном изменении свойств пород-коллекторов повышении их проницаемости при импульсном неравномерном нагружении (рисунок 13). Реализуется это воздействие путём взрыва в скважине в интервале продуктивного пласта рассредоточенного заряда, состоящего, как правило, из 2 - 3 точечных зарядов с массой каждого до 5 кг, взрывааемых последовательно с заданным временем задержки. Именно эта серия слабых последовательных взрывов создает в призабойной зоне скважины импульсное неравномерное напряженное состояние породы приводящее к реализации эффекта дилатансионного разуплотнения.

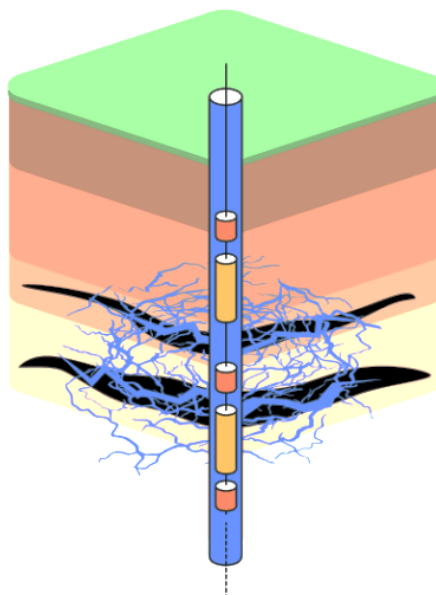


Рисунок 13 - Процесс формирования сети трещин при дилатансионном разуплотнении [22]

Следует отметить, что при ударно-взрывном воздействии на продуктивный пласт, помимо дилатационного эффекта, наблюдается, при распространении ударной волны по пласту, эффект возникновения затухающих колебаний. Эти колебания — это релаксационные колебательные движения геоблоков на доминантных частотах внутри пласта [23].

При возникновении резонансных явлений внутри продуктивного пласта развивается процесс раскрытия поровых образований, закупоренных различными кальмотантами, попавшими в пласт в процессе освоения скважины и добычи (процесс декольматации), что также способствует увеличению притока флюида.

2.2. Методы поддержания приемистости нагнетательных скважин

Призабойную зону нагнетательных скважин необходимо периодически очищать от загрязняющих ее примесей и отложений, оказывающих существенно влияние на процессы фильтрации и значение поглотительной способности порового пространства.

В общем случае можно выделить следующие методы поддержания приемистости нагнетательных скважин:

1. Прямая и обратная промывка;
2. Дренирование (гидросвабирование);
3. Длительный и периодический излив;
4. Вибрационная обработка [24,25].

Выбор технологии очистки порового пространства от кольматирующего материала зависит не только от причины, вызвавшей падение приемистости, но и от геологических и фильтрационно-емкостных особенностей самой залежи.

2.2.1 Промывка нагнетательных скважин

Промывка скважины позволяет вынести на поверхность содержащую твердые взвешенные частицы (ТВЧ) воду, которая находится в стволе скважины. При высоком содержании ТВЧ в насосно-компрессорных трубах (НКТ) производится обратная промывка. Если же загрязнены обсадные трубы, проведение обратной промывки приведет к заиливанию пласта. Данный метод поддержания приемистости должен быть проведен таким образом, чтобы его осуществление не привело к ухудшению состояния ПЗП.

Промывка ствола скважины занимает много времени и осуществляется до тех пор, пока содержание ТВЧ в обратном потоке не снизится до минимально допустимых значений. Циркуляция воды не всегда способствует удалению парафина со стенок скважины, в этом случае используют абразивный материал в виде песка, значительно ускоряющий процесс промывки (рисунок 14).

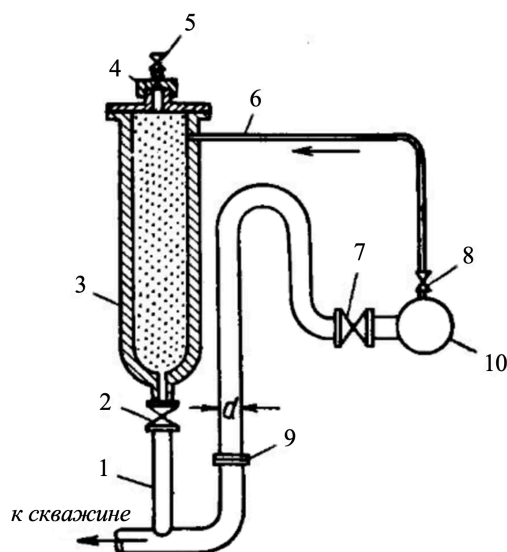


Рисунок 14 - Устройство для ввода песка

1 - патрубок; 2 - задвижка; 3 - бункер-дозатор; 4 - отверстие для засыпки песка; 5 - заглушка; 6 - линия высокого давления; 7 - задвижка; 8 - вентиль; 9 - диафрагма; 10 - коллектор высокого давления

Возле кустовой насосной станции (КНС) в начале водовода врезается патрубок ввода, соединенный с бункером-дозатором песка. Перед патрубком устанавливается диафрагма расходомера. При закрытых задвижка через устройство для засыпки песка бункер заполняется кварцевым песком. Благодаря наличию заглушки система остается герметичной. После открытия задвижки и вентиля песок из бункера под давлением коллектора вымывается в водовод и попадает в скважину.

2.2.2 Поддержание приемистости скважин с помощью изливов

Для поддержания приемистости нагнетательных скважин используют такой прием, как периодические изливы (прямая промывка скважины). Этот простой и дешевый способ очистки призабойной зоны пласта применяется на переливающих нагнетательных скважинах. Дренаж призабойной зоны пласта открытием нагнетательных скважин на длительный свободный излив после продолжительной закачки воды в скважину - один из распространенных методов воздействия на пласт.

На длительный излив скважины открывают обычно во время остановки кустовой насосной станции из-за отсутствия воды, электроэнергии или при выполнении ремонтных работ. Проведение излива отчасти способствует очищению призабойной зоны пласта, о чем свидетельствует значительное количество взвешенных частиц, выносимых на поверхность потоком.

Метод эффективен только для скважин с высокой интенсивностью излива (более 5 л/с), в то время как большинство месторождений характеризуется низкими переливающими способностями нагнетательных скважин [25]. При проведении изливов давление в пласте снижается, что приводит к затруднению извлечения кольматанта по причине смыкания сформированных трещин.

С открытием скважины на излив по причине возникновения градиентов давления на забое нагнетательной скважины в пласте создаются

фильтрационные потоки ранее закачанной воды и околоскважинная зона интенсивно очищается от закупоривающего материала. Затем в ПЗП начинается процесс снижения давления, в результате чего происходит возрастание воронки депрессии и уменьшение градиента давления - скорость фильтрации снижается, а отмывка породы от кольматанта прекращается. В этом случае целесообразен метод гидросвабирования, позволяющий извлекать закупоривающий материал при высоком давлении в околоскважинной зоне.

2.2.3 Дренирование (гидросвабирование)

Дренаж нагнетательной скважины возбуждает процессы фильтрации в призабойной зоне, благодаря чему поры очищаются от осевших на скелете горной породы механических частиц и других примесей. Сущность метода дренирования при помощи свабирования заключается в создании депрессии на пласт в ходе откачивания столба жидкости, находящейся над свабом. Однако постепенное откачивание флюида свабом возбуждает малые депрессии и зачастую не способствует возникновению скоростей фильтрации, достаточных для промывки ПЗП при ухудшенных ФЕС коллектора.

Для создания мгновенной депрессии и высоких фильтрационных скоростей необходимо стремиться к максимальному снижению забойного давления, однако, как было выяснено в первой главе, возрастание эффективного давления приводит к снижению размеров каналов фильтрации и смыканию трещин. Технология дренирования при одновременно высокой депрессии и низком забойном давлении получило название гидросвабирования.

Гидросвабирование — это метод кратковременных чередующихся циклов закачки воды в пласт с выбросом на поверхность определенной порции жидкости, проводимый для очистки пласта. Сущность метода

заключается в создании давления на забое выше гидростатического с последующим пусканием скважины на излив.

Высокие давления достигаются благодаря нагнетанию воды с помощью насосных агрегатов АН-500 и ЦА-300. Продолжительность гидросвабирования обуславливается выносом взвешенных частиц. В процессе гидросвабирования периодически отбирают пробы воды для определения текущего и суммарного выноса частиц [25].

Однако метод гидросвабирования имеет существенный недостаток, который заключается в том, что загрязняющие вещества, выносимые из пласта при каждом последующем цикле, закачиваются обратно в пласт. Поэтому после проведения каждого цикла необходимо проводить обратную промывку водой.

Поддержание приемистости скважин при помощи дренирования затруднено в пластах с низкой проницаемостью, в этом случае технология гидросвабирования дает лучшие результаты. Эффективность гидросвабирования зависит от пластового давления и проницаемости пласта.

2.2.4 Вибрационный метод воздействия

Для повышения фильтрационных характеристик призабойной зоны и увеличения приемистости нагнетательных скважин применяется технология вибрационной обработки. Импульсы, возникающие при резком колебании расхода перекачиваемой вибратором жидкости, способствуют образованию искусственных трещин и увеличению раскрытости естественных. Наличие в поровом пространстве жидкости создает условия для распространения генерируемых волн. В пористой среде возникают интенсивные упругие колебания, способствующие деформации пористой среды и образования сети микротрещин.

Данный метод рекомендован при разработке слабопроницаемых коллекторов, содержащими глинистый материал и находящихся под

высоким пластовым давлением. Для возбуждения пульсации используют, специальный гидравлический вибратор типа ГВЗ (рисунок 15).

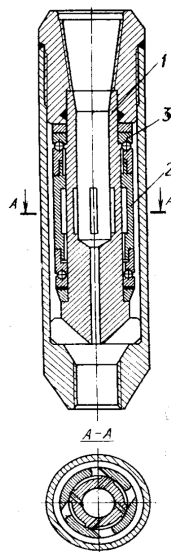


Рисунок 15 - Гидравлический вибратор золотниковый (ГВЗ) [26]

1 - ствол устройства; 2 - циклический золотник; 3 -шариковые опоры

Гидравлический вибратор золотникового типа создает колебания путем периодического перекрытия потока рабочей жидкости, протекающей через золотниковое устройство. Генератор типа ГВЗ устроен следующим образом. В корпусе находится жестко закрепленный ствол, имеющий вид стакана с щелевыми прорезами на образующей цилиндра. В донной части ствола имеется цилиндрическое отверстие. На стволе свободно вращается циклический золотник, имеющий также щелевые прорезы вдоль образующей. Прорезы в стволе выполнены под некоторым углом к образующей. На золотнике прорезы также сделаны под некоторым углом к образующей, но в противоположном направлении к отверстиям в стволе. Образуется турбинное устройство, у которого направляющим аппаратом является ствол с косыми прорезами, а рабочим колесом является золотник с направленными под углом прорезами.

Кроме щелевых прорезей в стволе имеются пусковые отверстия, позволяющие запускать золотник при перекрытии щелей в стволе.

Золотник устанавливается на шариковых опорах. Сверху в корпус ввинчивается гайка, являющаяся переводником для соединения вибратора с НКТ. Жидкость проходит через отверстия в стволе и попадает в отверстия в золотнике 2. Так как эти отверстия расположены под углом, золотник начинает вращаться под действием реакции струи. Вращаясь, он периодически перекрывает отверстия в стволе, в результате чего происходит гидравлический удар.

Перед проведением вибровоздействия ствол НС промывается, при помощи гидросвабирования восстанавливают приемистость. По окончании подготовительных работ в скважину на НКТ спускают ГВЗ с фильтром и амортизатором и устанавливают его напротив продуктивной части пласта (рисунок 16).

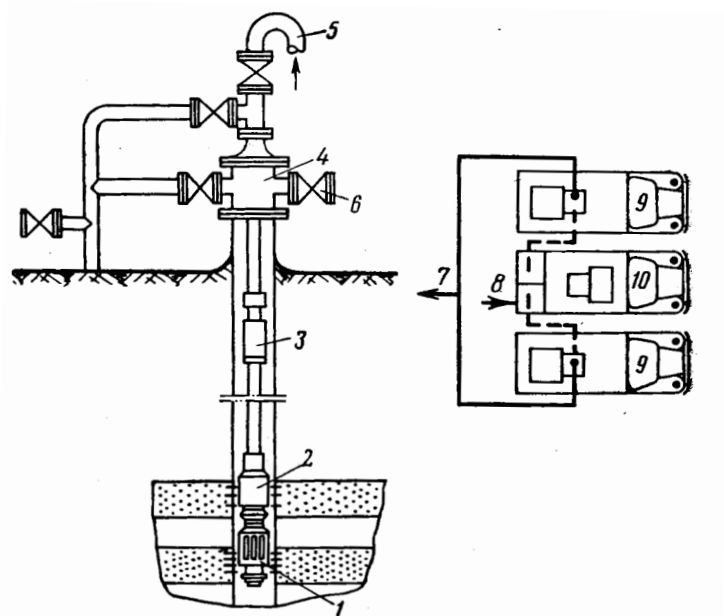


Рисунок 16 - Схема расположения оборудования и обвязки устья при вибрационной обработке нагнетательных скважин [27]

1 - гидравлический вибратор; 2 - фильтр; 3 - амортизатор; 4 - арматура; 5 - входная линия трубного пространства; 6 - затрубная задвижка; 7 - выкидная линия агрегата; 8 - линия от водовода; 9 - агрегаты АН-500; 10 - агрегаты ЦА-300

Использование двух и более агрегатов необходимо для создания непрерывного потока перекачиваемой жидкости во время изменения скорости закачки с одной на другую. В качестве рабочей жидкости для обработки НС используют техническую или пресную воду.

Гидровибратор включается под действием прокачиваемой воды при расходе 5 - 10 л/с в течение 5 - 10 минут и открытой затрубной задвижке 6, после чего скорость прокачки увеличивают и доводят до оптимальной величины (15 - 20 л/с). Задвижку открывают, если давление в затрубном пространстве начинает расти. В процессе воздействия в течении 3 - 7 часов происходит циркуляция рабочей жидкости под давлением от 10 до 35 МПа на забое.

3 КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД ОПРЕДЕЛЕНИЯ ВЛИЯНИЯ ПРИЕМИСТОСТИ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН НА ПРОЦЕСС ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ

В целях достижения планового показателя коэффициента нефтеизвлечения необходимо проводить мероприятия по увеличению и регулированию приемистости НС, однако более рациональным видится проведение комплекса мероприятий, предотвращающих снижение фильтрационных свойств околоскважинной зоны нагнетательных скважин. Выбор того или иного метода регулирования приемистости зависит от энергетической характеристики залежи, то есть от ее начальных давлений и температур, которые необходимо поддерживать на их первоначальном уровне. Высокое пластовое давление предопределяет использование больших объемов закачиваемого флюида в целях организации поглощения воды продуктивным интервалом, что может быть осложнено ввиду требований в соответствующем высоком давлении нагнетания.

Усложненная геометрия гидродинамической сети трещинных каналов фильтрации карбонатных коллекторов приводит к трудностям их эксплуатации. Средняя проницаемость терригенных коллекторов параллельно трещиноватости составляет 46 мД, перпендикулярно к ней около 23 мД. В карбонатных коллекторах средняя проницаемость вдоль трещиноватости равна 49 мД, а перпендикулярно к ней - 17 мД.

В работе выдвинуто предположение о том, что движение закачиваемой жидкости происходит преимущественно по микро - и макротрещинам, причем механизмы фильтрации рабочего агента в ПЗП терригенных и карбонатных пород схожи по причине присутствия сети трещин в обоих типах коллекторов. При достижении первого критического давления, по своему значению близко к гидростатическому, начинается фильтрация воды. В то же время в плотных низкопроницаемых коллекторах

это давление может достигать вертикального горного. Необходимо поддерживать давление нагнетания ниже второго критического - после его превышения происходит отключение низкопроницаемых интервалов и фильтрация осуществляется гласным образом в интервалах с более высокими фильтрационно-емкостными характеристиками.

В случае выявления прямой связи по трещинам между нагнетательной скважиной и эксплуатационной следует прекратить закачку рабочего агента, либо осуществлять ее при сниженном давлении. Подобного рода трещины, называемые «червоточинами», выступают в роли магистралей, которые главным образом участвуют в процессе прорыва воды к добывающим скважинам. В случае высокой вертикальной неоднородности многопластового коллектора и его расчлененности необходимо придерживаться технологии раздельной закачки воды. В то же время целесообразно бурение специальных НС для воздействия на те интервалы, которые требуют давлений нагнетаний, выше вертикального горного, что с технической точки зрения реализуется при помощи внедрения ЦНС высокой производительности, а также уплотнением сетки скважин. Возможность раздельной закачки воды во многом зависит от геологического строения залежи. Применение данной технологии в коллекторе с небольшими по толщине непроницаемыми прослоями нецелесообразно ввиду сложностей в дифференциации нагнетания по объектам залежи.

Одна из основных причин осложнений, возникающих в процессе эксплуатации нагнетательных скважин, является кольматация фильтрующей поверхности ПЗП. Содержащиеся в закачиваемой жидкости примеси закрепляются в поровом пространстве, что влечет за собой уменьшения эффективной площади фильтрации воды. Замечено, что в пористой среде практически не задерживаются взвешенные частицы примесей, размер которых в 4 - 5 раз меньше (реже - в 2 раза), чем диаметр

порового канала. Поровая среда в своем нетронутом состоянии содержит определенное количество естественного кольматанта в виде слабосцементированных частичек горной породы, которые с началом нагнетания воды высвобождаются и становятся причиной эффекта, называемого «самокольматацией».

Во избежание закупоривания ПЗП и ухудшения состояния околоскважинной зоны необходимо соблюдать требования и предписания, предъявляемые к рабочему агенту в соответствии с индивидуальными особенностями каждого эксплуатационного объекта. В случае медленного падения приемистости НС рекомендован комплекс мероприятий, связанных с поддержанием приемистости на плановом уровне (промывка, дренирование, излив, виброобработка). Данные методы просты в технологическом исполнении и закрепились в нефтепромысловой практике как одни из самых действенных техник очистки призабойной зоны средне- и высокопроницаемых коллекторов. Кольматация низкопроницаемой горной породы требует применения методов увеличения приемистости ввиду сложности строения трещинно-порового пространства. К наиболее эффективным технологиям регулирования фильтрационно-емкостных свойств ПЗП относится метод термогазохимического воздействия, а также дилатансионная технология разуплотнения пород. Наиболее традиционным методом увеличения приемистости НС является повышение давления нагнетания, которое, в общем случае, находится в прямой зависимости с поглотительной способностью скважины, проницаемостью околоскважинной зоны, а также эффективной мощностью интервала.

Как уже было сказано, эффективность системы поддержания давления во многом зависит от бесперебойной работы нагнетательных скважин. Многофакторное влияние процессов, связанных с фильтрационными и технологическими особенностями эксплуатации

нагнетательных и добывающих скважин отражено в виде блок-схемы (приложение Б).

Указанные в схеме явления, при их несвоевременном регулировании, являются причиной снижения приемистости нагнетательных скважин, что сказывается на эффективности системы разработки в целом. Таким образом, во избежание ухудшения поглотительной способности нагнетательных скважин и соответствующего падения величины охвата заводнением, необходимо уделять должное внимание всему многообразию факторов, так или иначе определяющих состояние призабойной зоны скважины.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7Г	Пурлац Егору Алексеевичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»/Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость материально-технических и эксплуатационных ресурсов проведения мероприятия по увеличению приемистости нагнетательной скважины
2. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка налога на прибыль 20% Ставка рефинансирования 4,25% Уровень инфляции 4,20%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Экономическое обоснование выбора метода воздействия на призабойную зону пласта нагнетательной скважины
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Расчет дополнительного объема добычи нефти и ее себестоимости за счет увеличения приемистости скважины с учетом переменных издержек
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Определение экономической и технологической эффективности от внедрения выбранного метода воздействия

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	01.04.2021
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Дукарт Сергей Александрович	к.и.н.		01.04.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7Г	Пурлац Егор Алексеевич		01.04.2021

Объем дополнительной добычи нефти за год после проведения ПИВ определим по формуле:

$$\Delta Q = q_n \cdot K_э \cdot n \quad (14)$$

где q_n - расчетный прирост дебита нефти скважины, т/сут.;

Время работы скважины после проведения ПИВ в первом году, как и во втором, составило 365 суток.

Прирост дебита добывающей скважины после проведения воздействия составит:

$$q_{n1} = q_2 - q_1 \quad (15)$$

$$q_{n1} = 28 - 22,7 = 5,3 \text{ т/сут}$$

Тогда дополнительная добыча флюида в течении первого года:

$$\Delta Q_1 = q_{n1} \cdot K_э \cdot n = 5,3 \cdot 0,95 \cdot 365 = 1\,837,77 \text{ т}$$

Продолжительность технологического эффекта от проведения плазменно-импульсного воздействия длится более одного года и составляет в среднем от 6 до 24 месяцев [28]. Однако с течением времени темп снижения эффективности от ПИВ составляет около 5% в год. Тогда расчетное значение дебита в году t после проведения мероприятия составит:

$$q_{nt} = q_{nt-1} - \frac{q_{nt-1} \cdot 5\%}{100\%} \quad (16)$$

где q_{nt} - расчетный прирост дебита нефти скважины в отчетном году t ;

q_{nt-1} расчетный прирост дебита нефти скважины в году, предыдущем отчетному, $t - 1$, год.

В данной работе продолжительность технологического эффекта от ПИВ возьмем равной 2-м годам. Прирост дебита эксплуатационной скважины на второй год будет:

$$q_{n2} = 5,3 - \frac{5,3 \cdot 5}{100} = 5 \text{ т/сут}$$

Дополнительная добыча флюида в течении второго года:

$$\Delta Q_2 = q_{н2} \cdot K_3 \cdot n = 5 \cdot 0,95 \cdot 365 = 1\,733,75 \text{ т}$$

Соответственно, годовая добыча нефти с учетом постепенного обводнения скважины на первый и второй год соответственно составит:

$$\Delta Q'_t = \Delta Q - \Delta Q_{обв} \quad (17)$$

где $\Delta Q_{обв}$ – ежегодные потери добычи нефти на обводненность, т.

Ежегодные потери на обводненность на исследуемой скважине составляют 32,9 т/год.

$$\Delta Q'_1 = \Delta Q_1 - \Delta Q_{обв} = 1\,837,77 - 32,9 = 1\,804,87 \text{ т/год}$$

$$\Delta Q'_2 = \Delta Q_2 - \Delta Q_{обв} = 1\,733,75 - 32,9 = 1\,700,85 \text{ т/год}$$

4.2 Расчет себестоимости добычи нефти от внедрения ПИВ

Объем первоначальных инвестиций определяется ценой заключенного контракта. Общие затраты заказчика за весь проект составляют порядка 933 750,00 руб. [29]. В эту стоимость входит весь перечень услуг, необходимых для успешного применения технологии ПИВ на месторождении, включая:

- Издержки, непосредственно связанные с процессом проведения мероприятия по интенсификации;
- Затраты на доставку оборудования на месторождение;
- Затраты на проведение аналитики изменения технологических показателей разработки (ТПР) после обработки;

Для проведения расчета себестоимости добычи нефти необходимо обладать следующими данными:

Объем первоначальных инвестиций $Z_{инв} = 933\,750,00$ руб.;

Себестоимость единицы сверх добытого сырья (руб./т).

Переменные затраты в себестоимости одной тонны нефти $Z_{пер} = 1\,027,77$ руб./т;

Стоимость реализации тонны нефти $C = 3\,290,25$ руб./т.

Расчет производится по алгоритму, подставленному ниже [30]:

1. Прирост выручки от реализации дополнительно добытой нефти в году t определяется по формуле:

$$\Delta B_t = \Delta Q'_t \cdot C \quad (18)$$

где C – цена одной тонны нефти, руб./т.

$$\Delta B_1 = \Delta Q'_1 \cdot C = 1\,804,87 \cdot 3\,290,25 = 5\,938\,022,30 \text{ руб.}$$

$$\Delta B_2 = \Delta Q'_2 \cdot C = 1\,700,85 \cdot 3\,290,25 = 5\,596\,221,71 \text{ руб.}$$

2. Затраты на дополнительную добычу нефти в году t определяются по формуле:

$$З_{\text{допт}} = \Delta Q'_t \cdot З_{\text{пер}} \quad (19)$$

$$З_{\text{допт1}} = \Delta Q'_1 \cdot З_{\text{пер}} = 1\,804,87 \cdot 1\,027,77 = 1\,854\,991,24 \text{ руб.}$$

$$З_{\text{допт2}} = \Delta Q'_2 \cdot З_{\text{пер}} = 1\,700,85 \cdot 1\,027,77 = 1\,748\,082,60 \text{ руб.}$$

3. Текущие затраты на проведение мероприятия в году t определяются как

$$\Delta З_{\text{тект}} = З_{\text{инв}} + З_{\text{допт}} \quad (20)$$

где $З_{\text{инв}}$ – стоимость проведения ПИВ, руб.;

$З_{\text{допт}}$ – затраты на дополнительную добычу нефти в году t , руб.

$$\Delta З_{\text{тек1}} = З_{\text{инв}} + З_{\text{допт1}} = 933\,750,00 + 1\,854\,991,24 = 2\,788\,741,24 \text{ руб.}$$

$$\Delta З_{\text{тек2}} = З_{\text{допт2}} = 1\,748\,082,60 \text{ руб.}$$

4. Прирост прибыли от проводимого мероприятия в году t определяется с учетом текущих затрат:

$$\Delta П_t = \Delta B_t - \Delta З_{\text{тект}} \quad (21)$$

$$\Delta П_1 = \Delta B_1 - \Delta З_{\text{тек1}} = 5\,938\,022,30 - 2\,788\,741,24 = 3\,149\,281,06 \text{ руб.}$$

$$\Delta П_2 = \Delta B_2 - \Delta З_{\text{тек2}} = 5\,596\,221,71 - 1\,748\,082,60 = 3\,848\,139,11 \text{ руб.}$$

5. Налог на дополнительную прибыль в году t определяется по формуле:

$$\Delta H_{\text{ппт}} = \frac{\Delta П_t \cdot Н}{100} \quad (22)$$

где $Н$ – ставка налога на прибыль, %.

Ставка налога на прибыль составляет 20%.

$$\Delta H_{\text{пр1}} = \frac{\Delta \Pi_1 \cdot H}{100} = \Delta H_{\text{пр1}} = \frac{\Delta \Pi_1 \cdot 20}{100} = \frac{3\,149\,281,06 \cdot 20}{100} = 629\,856,21 \text{ руб.}$$

$$\Delta H_{\text{пр2}} = \frac{\Delta \Pi_2 \cdot H}{100} = \frac{\Delta \Pi_2 \cdot 20}{100} = \frac{3\,848\,139,11 \cdot 20}{100} = 769\,627,82 \text{ руб.}$$

6. Прирост потока денежной наличности в году t определяется по формуле:

$$\Delta \text{ПДН}_t = \Delta \Pi_t - \Delta H_{\text{пр}t} \quad (23)$$

$$\Delta \text{ПДН}_1 = \Delta \Pi_1 - \Delta H_{\text{пр1}} = 3\,149\,281,06 - 629\,856,21 = 2\,519\,424,79 \text{ руб.}$$

$$\Delta \text{ПДН}_2 = \Delta \Pi_2 - \Delta H_{\text{пр2}} = 3\,848\,139,11 - 769\,627,82 = 3\,078\,511,29 \text{ руб.}$$

7. Дисконтированный прирост потока денежной наличности в году t определяется по формуле

$$\Delta \text{ДПДН}_t = \frac{\Delta \text{ПДН}_t}{(1 + \alpha)^t} \quad (24)$$

где α – коэффициент дисконтирования.

Ставка дисконтирования с учетом уровня инфляции в 4,20 % и ставки рефинансирования в 4,25 % примем равной 8,45 %

$$\Delta \text{ДПДН}_1 = \frac{\Delta \text{ПДН}_1}{(1 + \alpha)^1} = \frac{2\,519\,424,79}{(1 + 0,0845)^1} = 1\,365\,541,00 \text{ руб.}$$

$$\Delta \text{ДПДН}_2 = \frac{\Delta \text{ПДН}_2}{(1 + \alpha)^2} = \frac{3\,078\,511,29}{(1 + 0,0845)^2} = 904\,380,52 \text{ руб.}$$

8. Чистый дисконтированный доход от проведения мероприятия определяется как

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^T \Delta \text{ДПДН}_t \quad (25)$$

$$\text{ЧДД} = 1\,365\,541,00 + 904\,380,52 = 2\,269\,921,52 \text{ руб.}$$

10. Индекс доходности от проведения мероприятия определяется по формуле

$$\text{ЧДД} = \frac{\text{ЧДД}}{Z_{\text{инв}}} \quad (26)$$

$$\text{ЧДД} = \frac{2\,269\,921,52}{933\,750,00} = 2,43 \text{ руб./руб.}$$

Занесем исходные данные в таблицу 2.

Таблица 2 - Исходные данные для расчета эффективности метода плазменно-импульсного воздействия

Показатель	Обозначение	Значение
Первоначальные затраты на ПИВ, руб.	$Z_{\text{ПИВ}}$	933 750,0
Первоначальная производительность скважины, т/сут	q_1	22,7
Производительность после проведения воздействия, т/сут.	q_2	28,0
Переменные затраты в себестоимости одной тонны нефти, руб./т	$Z_{\text{пер}}$	1 027,77
Коэффициент эксплуатации скважины, доли ед.	$K_{\text{э}}$	0,95
Ежегодные потери на обводненность на исследуемой скважине, т/год	$\Delta Q_{\text{обв}}$	32,9
Число суток работы скважины в году после проведения ПИВ, сут.	n	365
Ставка налога на прибыль, %	H	20
Цена реализации тонны нефти, руб./т	C	3 290,25
Ставка дисконта, доли ед.	r	0,0845

Результаты расчета экономической эффективности таблицу 3.

Таблица 3 - Результаты расчета проведения плазменно-импульсного воздействия

Показатель	Обозначение	Первый год	Второй год
Дополнительная добыча нефти, т/сут.	q_n	5,3	5
Выручка от реализации дополнительно добытой нефти, руб.	ΔB_t	5 938 022,30	5 596 221,71
Затраты на дополнительную добычу нефти, руб.	$Z_{\text{допт}}$	1 854 991,24	1 748 082,60
Затраты на ПИВ, руб.	$Z_{\text{ПИВ}}$	933 750,00	933 750,00

Суммарные текущие затраты на проведение мероприятия, руб.	$Z_{доп\,t}$	2 788 741,24	1 748 082,60
Прирост прибыли от проводимого мероприятия, руб.	$\Delta\P_t$	3 149 281,06	3 848 139,11
Налог на дополнительную прибыль, руб.	Н	629 856,21	769 627,82
Прирост потока денежной наличности, руб.	$\Delta\PДН_t$	2 519 424,79	3 078 511,29
Дисконтированный поток денежной наличности, руб.	$\DeltaДПДН_t$	1 365 541,00	904 380,52
Индекс доходности, руб./руб.	ЧДД	2,43	2,43

4.2 Выводы по разделу «финансовый менеджмент»

Проведение ПИВ на предложенной скважине позволит не только повысить эффективность разработки трудноизвлекаемых запасов нефти и газа пласта, но и принесет дополнительный доход предприятию. На основании полученных данных можно сделать вывод о том, что проведение плазменно-импульсного воздействия будет экономически оправданным.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7Г	Пурлац Егору Алексеевичу

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»/Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Тема ВКР:

Влияние приемистости нагнетательных скважин на процесс извлечения нефти при разработке нефтяных месторождений	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<p>Объект исследования: нагнетательные скважины</p> <p>Область применения: система поддержания пластового давления</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 30.04.2021) // Собрание законодательства РФ. - Глава 36, ст. 212. Обеспечение работников средствами индивидуальной защиты [32]; ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования [44]; ГОСТ 22269-76 Система «Человек-машина». Рабочее место оператора. Взаимное расположение элементов рабочего места. Общие эргономические требования [45]</p>
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	<p>Вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Отклонение показателей климата на открытом воздухе. <p>Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Высокое давление; – Взрывоопасность и пожароопасность; – Повышенное значение напряжения.
3. Экологическая безопасность:	<p>Область воздействия на гидросферу:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Загрязнение поверхностных вод; – Загрязнение подземных вод. <p>Область воздействия на литосферу:</p>

	<ul style="list-style-type: none"> – Засолонение почвенного покрова; – Загрязнение растительности.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<p>Возможные ЧС:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Неконтролируемый выброс рабочего агента (воды или газа) по причине негерметичности соединений. <p>Наиболее типичная ЧС:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Порыв водоводов и арматуры высокого давления.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	01.04.2021
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Фех Алина Ильдаровна	-		01.04.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7Г	Пурлац Егор Алексеевич		01.04.2021

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Способ эксплуатации нагнетательной скважины, включающий циклическую закачку пластовой воды с оставшимися в ней после очистки включениями нефти в продуктивный нефтяной пласт, отличающийся тем, что после эксплуатации скважины до снижения приемистости продуктивного пласта на 25 - 60% от первоначального значения, закачку воды прекращают и переводят скважину на режим эксплуатации с очисткой поровых каналов призабойной части продуктивного пласта и до продвижения нефтяного фронта к забою скважины, затем скважину переводят в категорию добывающей с очисткой призабойной части пласта и извлечением нефти, накопившейся в поровых каналах продуктивного пласта при закачке пластовой воды с включениями нефти, после чего скважину возвращают в категорию нагнетательной.

Работник нефтепромыслового сектора, в обязанности которого входит обслуживание, ремонт и регулирование внутрипромыслового оборудования системы поддержания пластового давления, а также контроль и наблюдение за работой нагнетательных скважин, водоводов низкого и высокого давления, насосных станций и агрегатов, в процессе осуществления своей деятельности подвергается воздействию различных вредоносных факторов, среди которых можно выделить следующие:

- Вибрация и шум от оборудования, находящегося под высоким давлением;
- Взрывоопасность установок и комплексов, посредством которых осуществляется нагнетание газа;
- Суровые климатические условия, наблюдаемые на месторождениях крайнего Севера;

В соответствии с ГОСТ 12.0.003-2015 данные факторы по природе их воздействия на организм работника носят физический, химический и биологический характер [31].

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

При осуществлении методов поддержания пластового давления имеются специфические опасности и вредности. Рабочий агент нагнетается в пласты под высоким давлением, поэтому необходимо обращать особое внимание на прочность и герметичность насосных установок, водоводов, контрольно-измерительных приборов и другого применяемого при заводнении оборудования.

Применение посредством использования системы ППД термических методов извлечения нефти (нагнетание в пласт горячей воды или пара) сказывается на температуре окружающей среды вблизи нагнетательных скважин и соответствующих трубопроводов. Во избежание возникновения термической травмы (температура рабочего агента может достигать нескольких сотен градусов Цельсия) на непосредственно контактирующего с оборудованием работника, последний должен быть обеспечен необходимыми средствами индивидуальной защиты.

Кустовые площадки нагнетательных станций оснащены линиями электропередач, кабельными линиями, а также различными электроустановками, работающим под напряжением. Деятельность в непосредственной близости с таким опасным производственным фактором, как электричество, должна быть оснащена диэлектрическими перчатками и иными специальными устройствами и приспособлениями, которые предназначены для снижения вероятного ущерба, который может быть нанесен работнику.

Подобного рода особенности рабочей деятельности относятся к вредным и опасным условиям труда и с организационной точки зрения

регулируются статьей 221 Трудового кодекса Российской Федерации [32]. Рабочие должны обязательно пользоваться установленными для них спецодеждой, обувью и индивидуальными защитными приспособлениями. Без этого они не могут быть допущены к работе.

На нефтяных месторождениях ввиду значительного удаления места работы от места постоянного проживания работников широко применяется особая форма организации трудового процесса, именуемая вахтовым методом [32]. Помимо комплексов и сооружений, обеспечивающих условия для комфортного проживания, сотрудникам, работающим вахтой, предоставляются определенные гарантии и компенсации в виде суточных надбавок.

В случае организации трудовой деятельности в районах Крайнего Севера, согласно статье 302 Трудового кодекса РФ, лицам, работающим вахтовым способом, полагается:

- Ежегодный *дополнительный* оплачиваемый отпуск (24 календ. дня для работников районов Крайнего Севера / 16 календ. дней для работников местностей, приравненных к районам Крайнего Севера);
- Дополнительные надбавки к заработной плате (включая районные коэффициенты);
- Часть оклада за каждый день нахождения в пути от пункта сбора до места выполнения работы [32].

Специалист по поддержанию пластового давления должен уметь рационально организовывать и содержать свое рабочее место. Конструкцией производственного оборудования и рабочего места должно быть обеспечено оптимальное положение работающего, которое достигается регулированием:

- Высоты рабочей поверхности, сиденья и пространства для ног;

- Высоты сиденья и подставки для ног (при нерегулируемой высоте рабочей поверхности) [44].

Согласно пункту 3.1 ГОСТ 22269-76 средства отображения информации необходимо группировать и располагать группы относительно друг друга в соответствии с последовательностью их использования или с функциональными связями элементов систем, которые они представляют [15]. При этом средства отображения информации необходимо размещать в пределах групп так, чтобы последовательность их использования осуществлялась слева направо или сверху вниз.

Используемые средства отображения информации, требующие точного и быстрого считывания показаний, следует располагать в вертикальной плоскости под углом $\pm 15^\circ$ от нормальной линии взгляда и в горизонтальной плоскости под углом $\pm 15^\circ$ от сагиттальной плоскости.

5.2 Производственная безопасность

Система организационных мероприятий и технических средств, предотвращающих или уменьшающих вероятность воздействия на работающих опасных травмирующих производственных факторов, возникающих в рабочей зоне в процессе трудовой деятельности, является неотъемлемой составляющей политики любой нефтяной компании России.

Инструктаж по охране труда является обязательным мероприятием для каждого работодателя (включая проведение инструктажей для дистанционных сотрудников). В соответствии с пунктом 2.1.1 постановления Минтруда и Минобразования от 13.01.03 № 1/29 проходить инструктаж должны все лица, принимаемые на работу [33]. Также он обязателен для сотрудников, которые переводятся на другую работу. В пункте 2.1.3 настоящего постановления говорится, что во время инструктажа работник знакомится с опасными или вредными производственными факторами.

Как было сказано выше, работник, осуществляющий свою деятельность на территории нефтепромыслового объекта системы ППД, подвержен воздействию различного рода неблагоприятных производственных факторов, которые по результирующему действию на организм работающего подразделяют на опасные и вредные (таблица 4).

Таблица 4 - Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003–2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Подготовка материалов	Эксплуатация	
Взрывоопасность и пожароопасность	+	+	+	ГОСТ 12.1.004-91 Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования; ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.
Отклонение показателей климата на открытом воздухе	+	+	+	Р 2.2.2006–05. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда.
Повышенное значение напряжения	+	+	+	ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление.
Высокое давление	+	+	+	Постановление Госгортехнадзора РФ от 05.06.2003 N 56 «Об утверждении Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности»

5.2.1 Взрывоопасность и пожароопасность

При применении сайклинг-процесса как способа разработки газоконденсатных месторождений с поддержанием пластового давления посредством обратной закачки газа в продуктивный горизонт необходимо учесть комплекс требований, направленных на снижение или нивелирование вероятности проявления опасных производственных факторов.

На скважинах с газопроявлениями необходимо соблюдать правила противопожарной безопасности. Работать нужно с наветренной стороны исправным омедненным инструментом. Согласно требованиям пункта 1.5. ГОСТ 12.1.004-91 опасными факторами, воздействующими на людей и материальные ценности, являются:

- Пламя и искры;
- Повышенная температура окружающей среды;
- Токсичные продукты горения и термического разложения;
- Дым;
- Пониженная концентрация кислорода [42].

Пожарная опасность отделения компрессии сайклинг-системы складывается из пожарной опасности компрессорной установки и пожарной опасности помещения. Пожарная опасность компрессора обусловлена опасностью возникновения взрыва осушенного газа внутри аппарата.

Предотвращение образования взрывоопасной среды и обеспечение в воздухе производственных помещений, горных выработок и т.п. содержания взрывоопасных веществ, не превышающего нижнего концентрационного предела воспламенения с учетом коэффициента безопасности, должно быть достигнуто:

- Применением герметичного производственного оборудования;
- Применением рабочей и аварийной вентиляции;

- Отводом, удалением взрывоопасной среды и веществ, способных привести к ее образованию;
- Контролем состава воздушной среды и отложений взрывоопасной пыли [43].

5.2.2 Отклонение показателей климата на открытом воздухе

Отклонение показателей климата является наиболее распространенным вредным производственным фактором, характерным для районов Крайнего Севера. Независимо от состояния природных метеорологических условий в производственных помещениях и на рабочих местах должны быть созданы климатические условия, безопасные для человека и наиболее благоприятные для выполнения работы.

Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего.

Класс условий труда, в соответствии с Руководством по гигиенической оценке факторов рабочей среды, при работах на открытой территории для холодного периода года определяется по таблице 5. В них приведены среднесменные значения температуры воздуха за три зимних месяца с учетом наиболее вероятной скорости ветра в каждом из климатических регионов [37].

В случае отклонения температуры на открытом воздухе, например, в зимнее время, работодатель должен обеспечивать работников средствами индивидуальной защиты в соответствии с Типовыми отраслевыми нормами бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты.

Таблица 5 - Классы условий труда по показателю температуры воздуха, °С (нижняя граница), для открытых территорий в зимний период года

Климат. регион (пояс)	Класс условий труда					
	Допустимый	Вредный				Опасный (экстремальный)
	2	3.1	3.2	3.3	3.4	4
1	2	3	4	5	6	7
IA (особый)	<u>-19,3</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>< -30,2</u>
	-20,8	<u>21,0</u>	<u>24,4</u>	<u>26,9</u>	<u>30,2</u>	< -36,0
		-	-	-	-	
IB (IV)	<u>-35,6</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>< -48,9</u>
	-37,5	<u>37,8</u>	<u>41,8</u>	<u>44,7</u>	<u>48,9</u>	< -56,0
		-	-	-	-	
II (III)	<u>-12,4</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>< -22,6</u>
	-13,7	<u>14,0</u>	<u>17,0</u>	<u>19,3</u>	<u>22,6</u>	< -27,5
		-	-	-	-	
III (II)	<u>-4,5</u>	<u>-5,9</u>	<u>-8,4</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>< -13,6</u>
	-5,5	-8,1	-	<u>11,0</u>	<u>13,6</u>	< -17,6
		-	11,4	-	-	
		-	-	14,0	17,6	
В числителе - температура воздуха при отсутствии регламентированных перерывов на обогрев; в знаменателе - при регламентированных перерывах на обогрев (не более чем через 2 часа пребывания на открытой территории).						

В отдельных случаях в соответствии с особенностями производства работодатель может по согласованию с государственным инспектором по охране труда и соответствующим профсоюзным органом или иным уполномоченным работниками представительным органом заменять один вид средств индивидуальной защиты, предусмотренных Типовыми отраслевыми нормами, другим, обеспечивающим полную защиту от опасных и вредных производственных факторов:

- Костюм брезентовый может быть заменен костюмом хлопчатобумажным с огнезащитной или водоотталкивающей пропиткой и наоборот;
- Костюм суконный - костюмом хлопчатобумажным с огнезащитной или кислотозащитной пропиткой;
- Комбинезон хлопчатобумажный - костюмом хлопчатобумажным или халатом;
- Ботинки (полусапоги) кожаные - сапогами резиновыми;
- Ботинки кожаные - сапогами кирзовыми;
- Перчатки резиновые - перчатками из полимерных материалов;
- Нарукавники пластиковых - нарукавниками из полимерных материалов.

5.2.3 Повышенное значение напряжения

Технические средства защиты от поражения электрическим током делятся на коллективные и индивидуальные, на средства, предупреждающие прикосновение людей к элементам сети, находящимся под напряжением, и средства, которые обеспечивают безопасность, если прикосновение все-таки произошло. Основные способы и средства электрозащиты:

- Изоляция токопроводящих частей и ее непрерывный контроль;
- Установка ограждающих устройств;
- Предупредительная сигнализация и блокировки;
- Использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов;
- Использование малых напряжений;
- Электрическое разделение сетей;
- Защитное заземление;
- Выравнивание потенциалов;
- Зануление;

- Защитное отключение;
- Средства индивидуальной электрозащиты.

Защитное заземление или зануление должно обеспечивать защиту людей от поражения электрическим током при прикосновении к металлическим нетоковедущим частям, которые могут оказаться под напряжением в результате повреждения изоляции. Используемые на кустовых площадках трансформаторы серии ТМПН и ТМПНГ предназначены для преобразования электроэнергии и работают под напряжением 0,38 кВ. Согласно пункту 1.3 настоящего ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ защитное заземление или зануление подобных электроустановок следует выполнять во всех случаях [35].

Комплектные трансформаторные подстанции наружной установки (КТПН) находятся под напряжением до 10 кВ и также должны быть заземлены для обеспечения защиты людей от поражения электрическим током.

Силовой кабель должен быть проложен от станции управления или от ближайшей клеммной коробки к устью скважины на эстакаде. Разрешается прокладка кабеля на специальных стойках-опорах. Силовой кабель не должен касаться фонтанной арматуры и обвязки скважины. Заземление брони силового кабеля производится на кондуктор скважины или на болтовое соединение нижнего фланца колонной головки.

5.2.4 Высокое давление

Производственные объекты, эксплуатирующие сосуды под давлением, относятся к опасным из-за высоких рисков возникновения взрывов и, как следствие, несчастных случаев и производственных травм. Наиболее частые причины аварий и взрывов сосудов связаны с нарушениями их обслуживания, а именно с превышением предельно допустимого давления, несоблюдением температурного режима и т. д.

Поэтому их эксплуатация должна проходить в строгом соответствии с существующими нормами в области промышленной безопасности.

Технология закачки воды в пласт подразумевает работу нагнетательного фонда, большая часть оборудования которого работает под давлением порядка 200 атмосфер и выше. Одним из таких элементов системы ППД является блок напорной гребенки (БГ) предназначены для распределения и измерения расхода технологической воды, подаваемой в нагнетательные скважины в условиях умеренного макроклиматического района по ГОСТ 16350-80 при температуре окружающей среды от + 40 до - 50 °С [34].

Работы по обвязке нагнетательных скважин должны выполнять только дипломированные сварщики с последующим клеймением швов, составлением исполнительной технической документации и испытанием на 1,5-кратное рабочее давление.

На нагнетательных водоводах и устьевой арматуре не допускаются какие-либо пропуски через сальники, фланцевые соединения и задвижки. На всех фланцах, не имеющих уплотнительных колец или выступов со впадинами, должны устанавливаться защитные кожухи. При открывании задвижек для снижения давления необходимо предварительно убедиться в прочности крепления зажимных втулок на сальниках и штурвалов на штоках.

Запрещается ремонт оборудования или трубопроводов, находящихся под давлением. Задвижки трубопроводов и арматуры, находящихся под давлением закрывать — открывать следует постепенно и полностью, пользуясь специальным ключом. Применять для этих целей ломы, трубы ит. д. запрещается.

Нагнетательные скважины, в соответствии со статьей 3.5.2.57. Постановления Госгортехнадзора РФ от 05.06.2003 N 56, независимо от физико-химических свойств закачиваемого агента, должны оборудоваться

колонной насосно-компрессорных труб и, при необходимости, пакерующим устройством, обеспечивающими защиту и изоляцию эксплуатационной колонны от воздействия на нее закачиваемого агента [36].

5.3 Экологическая безопасность

По уровню отрицательного воздействия на окружающую природную среду нефтегазодобывающее производство занимает одно из первых мест среди отраслей промышленности и это влияние обусловлено его особенностями. Оно загрязняет практически все сферы окружающей среды - атмосферу, гидросферу, причём не только поверхностные, но и подземные воды.

5.3.1 Гидросфера

Утечка воды через обсадные колонны эксплуатационных и нагнетательных скважин вызывает нежелательное загрязнение подземных водоносных горизонтов.

При закачке сточных вод в нефтяные пласты под высоким давлением они могут просачиваться в верхние пресноводные горизонты по затрубному пространству обсадных колонн из-за просадки цемента или из-за некачественного цементажа, или по “окнам водоупорных толщ”. Все это может привести в полную негодность для употребления в хозяйственно - бытовых и питьевых целях ближайшие водоемы и питьевые колодцы.

Наиболее рационально с экологических позиций применение промышленных сточных вод, позволяющее осуществить замкнутый цикл оборотного водоснабжения по схеме нагнетательная скважина - пласт - добывающая скважина - блок водоподготовки - система ППД. Использование сточных вод с целью ППД позволяет уменьшить капитальные затраты на строительство водозаборных сооружений, сократить расходы на бурение поглощающих скважин, утилизировать все нефтепромысловые воды с целью охраны окружающей среды.

5.3.2 Литосфера

Основными источниками загрязнения окружающей среды при эксплуатации систем сбора и транспорта продукции скважин на нефтяных месторождениях являются следующие сооружения и объекты нефтепромыслов:

- Трубопроводная система сбора и транспорта добытой жидкости из пласта и закачки сточных вод в нагнетательные скважины из-за неплотностей в оборудовании, промысловых нефтесборных и нагнетательных трубопроводах;
- Резервуарные парки и дожимные сборные пункты, где разлив добытой жидкости происходит при спуске из резервуаров сточных вод, загрязненных осадками парафино-смолистых отложений, переливах нефти через верх резервуаров.

Утилизация и захоронение выбросов, сбросов, отходов, стоков и осадков сточных вод должны осуществляться с соблюдением мер по предотвращению загрязнения почвы [38].

Во избежание ущерба от этих опасных объектов, продуктов, материалов система сбора и транспорта воды должна быть герметизирована. Одной из основных причин загрязнения окружающей среды сточными водами являются аварии на трубопроводах. Разлитая пластовая вода засоляет почву и приводит к гибели растительности.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

В широком смысле слова, согласно пункту 2.1.1 ГОСТ Р 22.0.02-2016, чрезвычайная ситуация — это обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью

людей или окружающей среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей [39].

По данным Ростехнадзора причинами практически двух третей всех чрезвычайных происшествий, аварий, инцидентов и несчастных случаев на опасных производственных объектах нефтяной и газовой отрасли, являются факторы, которые относятся к техническим. Остальные носят организационный характер.

Согласно федеральному закону № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21 июля 1997 г., по каждому факту возникновения аварии на опасном производственном объекте проводится техническое расследование ее причин [40].

Все аварии и инциденты подразделяются на:

- Аварии, приведшие к чрезвычайным ситуациям, классификация их определена постановлением Правительства РФ от 21.05.2007 №304 «О классификации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера», расследуются как чрезвычайные ситуации [41];
- Аварии, приведшие к разрушению сооружений или технических устройств, неконтролируемому взрыву или (и) выбросу опасных веществ;
- Инциденты, повлекшие за собой отказы или повреждения технических устройств, отклонения от режима технологических процессов, но не вызвавших разрушения сооружений и технических устройств.

Наиболее вероятной причиной возникновения чрезвычайной ситуации, связанной с системой ППД, является негерметичность фланцевых соединений фонтанной арматуры нагнетательных скважин. Утечка рабочего агента, находящегося под большим давлением, представляет

серьезную угрозу жизнедеятельности рабочего ввиду направленности струи жидкости и ее высокой скорости. Аварии на водоводах, перекачиваемых высокоминерализованную жидкость, являются основными причинами загрязнения почвы.

5.5 Выводы по разделу «Социальная ответственность»

В ходе выполнения данного раздела выпускной квалификационной работы проведен анализ правовых, нормативно-технических и организационных основ безопасности жизнедеятельности применительно к системе поддержания пластового давления. Выявлен комплекс вредных и опасных производственных факторов, сказывающихся на состоянии сотрудников, выполняющих свои трудовые обязанности вблизи фонда нагнетательных скважин. Определены основные источники загрязнения на нефтепромыслах, экологическая обстановка которых ухудшается ввиду проявления выявленных источников.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Выбор рационального способа эксплуатации нефтяного месторождения во многом определяется совокупностью характеристик естественного энергетического состояния залежи. Изучение динамики пластовых давлений и температур, а также формирование представления о режиме залежи необходимы для проектирования системы поддержания пластового давления и выбора методов воздействия на призабойную зону пласта, интенсификации.

Приёмистость нагнетательных скважин является важнейшей характеристикой системы поддержания давления. На формирование поглотительной способности влияет комплекс технологических и геологических факторов. Объём принимаемой пластом жидкости во многом определяется режимом закачки или давлением нагнетания, которые устанавливаются с учетом геолого-литологических особенностей разрабатываемого месторождения. Немаловажным аспектом являются фильтрационные характеристики залежи, выраженные в проницаемости поглощающих интервалов, развитости системы трещин, а также неоднородности участков многопластовых залежей. Высокая приёмистость обуславливается стабильным состоянием призабойной зоны скважины и предопределяет равномерный фронт вытеснения нефти рабочим агентом. Ухудшение свойств ПЗП вследствие кольтматации негативным образом сказывается на процессах фильтрации закачиваемого флюида и влечёт за собой снижение коэффициента охвата пласта заводнением.

Причины падения приёмистости нагнетательных скважин разнообразны и зачастую проявляются в целом комплексе. Отнесённая к основным причинам снижения приёмистости кольтматация возникает вследствие попадания примесей в призабойную зону и образования в ней различных соединений. При закачке несовместимого с пластовым флюидом

агента происходит возникновение нерастворимых соединений, задерживающихся на поверхности порового пространства и закупоривающих его. Взаимодействие формирующего горную породу залежи глинистого материала с пресной водой приводит к гидратационному набуханию минералов, в результате чего происходит снижение ёмкостной характеристики околоскважинной зоны. Попадание рабочего агента с низкой температурой может послужить причиной образования парафиновых отложений, также выступающих в виде кольматанта. Как ни странно, система ППД сама по себе является источником загрязняющего материала. Закачиваемая вода всегда содержит в себе определенное количество твёрдых взвешенных частиц, а также капель нефтепродуктов, оседающих при поглощении в ПЗП. Причиной тому служит несовершенство процессов очищения воды в системе сбора и подготовки.

Выбор метода поддержания и увеличения приёмистости нагнетательных скважин должен соответствовать причине возникновения ухудшения состояния ПЗП нефтяного месторождения, а также быть оправданным в тех или иных физико-химических условиях залежи. Рассмотренные технологии постоянно совершенствуются и повсеместно применяются на месторождениях России не одно десятилетие, что подтверждает эффективность их использования.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Сазанов Б.Ф. Совершенствование технологии разработки месторождений с водонапорным режимом. – М.: «Недра», 1973. – 240 с.
2. Шустеф И.Н. Геологические основы технологических решений в разработке нефтяных месторождений. – М.: «Недра», 1988. – 199 с.
3. РД 153-39.0-110-01. Методические указания по геолого-промысловому анализу разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. – М., 2002. – 59 с.
4. Каналин В.Г. Нефтепромысловая геология и гидрогеология: учебник для вузов. – М.: «Недра», 1997. – 366 с.
5. Тхостов Б.А., Везирова А.Д., Вендельштейн Б.Ю., Добрынин В.М. Нефть в трещинных коллекторах. – М.: «Недра», 1970. – 221 с.
6. Гришин Ф.А. Промышленная оценка месторождений нефти и газа. – М.: «Недра», 1985. – 277 с.
7. Крэйг Ф.Ф. Разработка нефтяных месторождений при заводнении. Пер. с англ. под ред. проф. В. Л. Данилова. – М.: «Недра», 1974. – 192 с.
8. Лаврушко П.Н., Муравьев В.М. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин. – М.: «Недра», 1971. – 367 с.
9. Мазбаев Е. [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.neftegas.info/upload/iblock/762/7628bfdb0fd19b967b432f2bc814a9c2.pdf>
10. Викторин В.Д. Проявление трещиноватости при создании в карбонатном пласте аномально высокого пластового давления // Нефтепромысловое дело. – М., 1974. – №10. – с. 10 – 15.
11. Смехов Е.М. Теоретические и методические основы поисков трещинных коллекторов нефти и газа. – Л.: «Недра», 1974. – 200 с.

12. ОСТ 39-225-88. Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству.
13. РДС 39-01-041-81. Методика прогнозного определения норм качества сточных вод для внутриконтурного заводнения новых нефтяных месторождений платформенного типа. Содержание механических примесей и нефти в сточной воде. – М., 1981. – 59 с.
14. Тронов В.П., Тронов А.В. Очистка вод различных типов для использования в системе ППД. – М.: Изд-во «ФЭН», 2001. – 560 с.
15. Редькин И.И. Вопросы о прогножном нормировании качества сточных вод для заводнения // Труды Гипровостокнефть. – М, 1975. – №36. – 17 с.
16. Тронов В.П. Ширеев А.И. Инструкция по применению технологии отделения и очистки пластовой воды в условиях ДНС и сборных пунктов. – М., 1987. – 131 с.
17. Сулин В.А. Условия образования, основы классификации и состав природных вод, в частности вод нефтяных месторождений. – М.: Изд-во «АН СССР», 1948. – 107 с.
18. Беззубов А.В., Шаров В.Н., Дубовой В.И. Машинист насосной станции по закачке рабочего агента в пласт: учебное пособие для рабочих на производстве. – М.: «Недра», 1988. – 175 с.
19. Афанасьева А.В., Горбунов А.Т., Шустеф Н.Н. Заводнение нефтяных месторождений при высоких давлениях нагнетания. – М.: «Недра», 1975. – 215 с.
20. Лутошкин Г.С. сбор и подготовка нефти, газа и воды. – М.: «Недра», 1979. – 319 с.
21. Фридляндер Л.Я. Справочник по прострелочно-взрывной аппаратуре. – М.: «Недра», 1983. – 197 с.
22. Дилатансионная технология разуплотнения пород [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.dilatans.com/ru/>

- 23.Способ импульсной обработки продуктивного пласта при добыче углеводородного сырья и система управления, его осуществляющая [Электронный ресурс]. – URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=41362894>
- 24.Зейгман Ю.В. Эксплуатация систем поддержания пластового давления при разработке нефтяных месторождений: учебное пособие. – М.: Изд-во «УГНТУ», 2007. – 232 с.
- 25.Еронин В.А. Эксплуатация системы заводнения пластов. – М.: «Недра», 1967. – 327 с.
- 26.Гадиев С.М. Использование вибрации в добыче нефти. – М.: «Недра» 1977. – 159 с.
- 27.Махмудбеков Э.А., Вольнов А.И. Интенсификация добычи нефти. – М.: «Недра», 1975. – 264 с.
- 28.Софин, В. С. Эффективность применения технологии плазменно-импульсного воздействия // Молодежный вестник ИрГТУ. – М, 2019. – №3. – с. 14 -20.
- 29.Novas Energy Services [Электронный ресурс]. – URL: <http://novas-energy.ru>
- 30.Мищенко И.Т. Расчеты при добыче нефти и газа: учебное пособие. – М.: «Нефть и газ», 2008. – 296 с.
- 31.ГОСТ 12.0.003-2015. Система стандартов по безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
- 32.Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 30.04.2021).
- 33.Постановление Минтруда РФ и Минобразования РФ от 13.01.2003 N 1/29 «Об утверждении Порядка обучения по охране труда и проверки знаний требований охраны труда работников организаций».
- 34.ГОСТ 16350-80 Климат СССР. Районирование и статистические параметры климатических факторов для технических целей.

- 35.ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление.
- 36.Постановление Госгортехнадзора РФ от 05.06.2003 N 56 «Об утверждении Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности».
- 37.Р 2.2.2006–05. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда.
- 38.ГОСТ 17.4.3.04-85. Охрана природы (ССОП). Почвы. Общие требования к контролю и охране от загрязнения.
- 39.ГОСТ Р 22.0.02-2016. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Термины и определения.
- 40.Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.1997 N 116-ФЗ.
- 41.Постановление Правительства РФ от 21.05.2007 N 304 «О классификации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера».
- 42.ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.
- 43.ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.
- 44.ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования.
- 45.ГОСТ 22269-76 Система «Человек-машина». Рабочее место оператора. Взаимное расположение элементов рабочего места. Общие эргономические требования.

Приложение А

NN п/п	Основные показатели качества воды	Единица измерения	Пластовая вода	Сточная вода	Пресная вода
1	Физические свойства				
1.1	Плотность	г/см ²	1,1878	1,0882	1,0001
1.2	Минерализация	г/л	251,975	112,607	1,481
1.3	рН	-	6,1	6,3	6,9
2	Ионный состав				
2.1	Cl^-	мг/л	144817	69603,6	717,1
2.2	SO_4^{2-}	мг/л	33,6	38,7	93,8
2.3	HCO_3^-	мг/л	18,3	61,7	158,6
2.4	Ca^{2+}	мг/л	17126	9590,8	113,3
2.5	Mg^{2+}	мг/л	3200,5	2455,3	49,1
2.6	Na^+	мг/л	86780	31753,8	349,6
2.7	Fe^{2+}	мг/л	121,3	55,1	0
3	Содержание в воде				
3.1	Мехпримесей	мг/л	4	43,4	9,7
3.2	Нефти	мг/л	0	46,2	0
3.3	CO_2	мг/л	216	109	6
3.4	H_2S	мг/л	0	0	0
3.5	O_2	мг/л	0	0	8,2

Таблица 6 - Результаты анализа пластовой, сточной и пресной вод

Приложение Б

ФАКТОР	Фильтрационные					Технологические				
ПРИЧИНА	Самокольтатация			Кольматация		Ремонтные работы НС	Режим закачки			
							Давление нагнетания	Жесткость системы		
УСЛОВИЕ	Увеличение pH среды	Чрезмерная скорость закачки	Изменение солености	Размер частиц < размера пор менее чем в 4 раза	Пластовая температура < температуры насыщения нефти Наличие капельной нефти в воде	Низкая минерализация закачиваемой воды	Значительная репрессия на пласт	Давление нагнетания < первого критического давления	Давление нагнетания > второго критического давления	Соотношения между числом добывающих и нагнетательных скважин 3 и менее
ПОСЛЕДСТВИЕ	Ослабление сцементированности			Осаждение примесей	Отложение парафина	Разбухание глин	Вода не принимается коллектором	Выключение низкопроницаемых интервалов	Исключается возможность регулирования системой разработки	
МЕТОД ВОЗДЕЙСТВИЯ	■ Изменение скорости закачки ■ Гидросвабирование ■ Изливы			■ Повышение давления нагнетания ■ Изливы	■ Применение подогретых промывочных растворов ■ Солянокислотная обработка	Применение реагентов-понижителей набухаемости	■ Изменение физико-химических характеристик бурового раствора ■ Снижение репрессии до минимально возможной	■ Поддержание давления нагнетания в пределах между первым и вторым критическим давлением		■ Перенос фронта нагнетания ■ Перераспределение объемов закачки ■ Перевод части НС под циклическую закачку
	Гидравлический разрыв пласта									

Схема 1 - Факторы, определяющие влияние приемистости нагнетательных скважин на разработку нефтяных месторождения